

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЦИКЛИЧЕСКОГО ГАЗЛИФТА НА РЕЖИМАХ С ВЫНУЖДЕННЫМИ КОЛЕБАНИЯМИ

Operational simulation of cyclic gas lift system under forced vibration drives

A well, equipped by a cyclic gas lift unit, together with a water-encroached bottom-hole formation zone and a complex of surface communications represents a complicated geological-engineering system, and the simulation of its operation is a sufficiently non-easy mathematical problem. One linear identification equation, a system of two non-linear equations (a modification of the known free-running model of Lotka-Volterra, widely used to describe self-structured systems) are used in this article to simulate this system, operating under the drive of forced vibrations. It was also planned the ways for receiving a non-linear dynamic model with a «three-dimensional phase portrait».

Ю.Г. Бураков,
филиал ООО «ВНИИГАЗ» —
«Севернипигаз»,
В.А. Соколов,
Ухтинский государственный
технический университет

Краткая характеристика и назначение установки циклического газлифта

Известно, что продолжение эксплуатации обводненных скважин на нефтегазоконденсатных (газовых) месторождениях позволяет повышать газоотдачу пласта [1, 2], а также извлекать выпавший в пласте конденсат за счет его вытеснения продвигающейся к забоям пластовой водой [3, 4]. Для реализации такого подхода необходимо применение соответствующих технологий и оборудования — механизированных способов добычи газа, которые обеспечивают интенсивный, устойчивый и продолжительный отбор из скважин вместе с газом пластовой воды.

При наличии на обводненных нефтегазоконденсатных (газовых) месторождениях резервов энергетического газа их доработка может быть реализована, в частности, при механизированной эксплуатации скважин с помощью разработанной «Установки газлифтной циклической эксплуатации скважин газожидкостным эжектором (УГЦЭС)» [5]. Установка предназначена для подъема газожидкостной смеси (природный газ, углеводородный конденсат, нефть и пластовая вода) из глубоких обводненных скважин нефтегазоконденсатных (газовых) месторождений в условиях высокого содержания в продукции жидкой фазы, дефицита энергии пласта и рабочего агента (газа). В 1999 г. она прошла приемочные испытания на обводненной скв. 197 южного купола Вуктыльского месторождения [6—9]. По результатам приемочных испытаний установка циклического газлифта была рекомендована к производству и испытаниям образцов установочной серии на ряде базовых месторождений

ОАО «Газпром», а в 2001 г. включена в каталог разработок, рекомендуемых к внедрению в его дочерних обществах и организациях.

В период с 1996 по 2001 гг. на южном куполе Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) проведен промышленный эксперимент по длительной, в течение 5,5 лет, эксплуатации контрольно-наблюдательной (бывшей эксплуатационной, полностью обводненной) скважины, оснащенной опытным образцом установки циклического газлифта. В результате этого эксперимента вместе с пластовой водой извлечены значительные объемы заземленного газа, выход которого из обводненных продуктивных отложений обусловлен периодическим депрессионным воздействием на пласт, генерируемым этой установкой при ее работе [10].

В 2003 г. филиалом ООО «ВНИИГАЗ» — «Севернипигаз» составлен проект капремонта УКПГ-5 с учетом дальнейшего развития технологии циклического газлифта в южной части Вуктыльского месторождения [11].

Принципиальная схема опытного образца установки, прошедшего приемочные испытания на скв. 197 Вуктыльского НГКМ, представлена на рис. 1. Она состоит из колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) 1, газожидкостного эжектора (на схеме цифрами 12, 13, 14 показаны его элементы) и пакера 4. Низ НКТ оборудован приемным клапаном 7. Над эжектором в сечении колонны НКТ расположены два обратных клапана: 10 — верхний и 11 — нижний. Над ними установлены газлифтные клапаны: 8 — верхний и 9 — нижний.

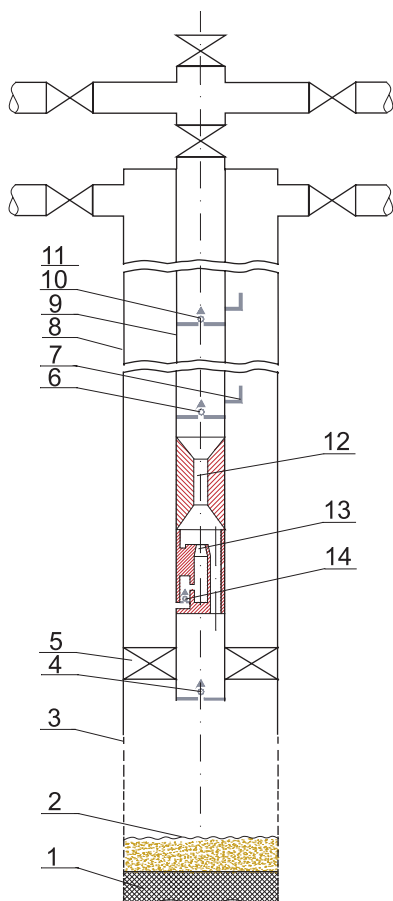


Рисунок 1. Схема компоновки опытного образца УГЦЭС, установленного на скв. 197- Вуктыльская:

- 1 — цементный мост;
- 2 — место остановки приборов;
- 3 — зона перфорации;
- 4 — приёмный клапан;
- 5 — пакер;
- 6, 10 — нижний и верхний обратные клапаны;
- 7, 11 — нижний и верхний газлифтные клапаны;
- 8 — эксплуатационная колонна;
- 9 — насосно-компрессорные трубы; рабочие элементы эжектора;
- 12 — обратный клапан;
- 13 — сопло;
- 14 — камера смешения с конфузуром и диффузором.

Рабочее пространство установки состоит из двух камер: накопления, расположенной между приёмным клапаном 7 и верхним обратным клапаном 10, и замещения, расположенной над камерой накопления. Над эжектором, в пространстве лифта между нижним 11 и верхним 10 обратными клапанами, находится верхняя часть камеры накопления.

В зависимости от условий эксплуатации (глубина, продуктивность по газу, интенсивность притока с газом жидкой углеводородной фазы или пластовой воды, энергетическая характеристика газлифтного газа и т.д.) уста-

новка может действовать на двух основных режимах. В случае если энергии пласта и рабочего газа достаточно для выноса жидкости на поверхность, установка работает на режиме непрерывного газлифта при одновременной работе камер накопления и замещения.

В более сложных условиях эксплуатации, когда энергии и расхода пластового и рабочего газов недостаточно для обеспечения выноса жидкости в камеру замещения, реализуется второй основной режим циклического газлифта (циклического подъема жидкости). На этом режиме подъем жидкости (газожидкостной смеси) на поверхность осуществляется ступенчато путем попеременной реализации циклов накопления жидкости в скважине и циклов ее вытеснения при попеременно-последовательной работе камер накопления и замещения.

Цикл накопления жидкости осуществляется в камере накопления за счет работы эжектора. При реализации цикла накопления нижний обратный клапан 11 открыт и через него в верхнюю часть камеры накопления поступает газожидкостная смесь, выходящая из эжектора.

Особенностью цикла накопления является его реализация при давлении меньшем, чем давление, при котором осуществляется цикл вытеснения. При этом рабочий газ в скважину либо не подается, либо подается в ограниченных объемах, а для обеспечения работы эжектора и подъема продукции в верхнюю часть камеры накопления используется рабочий газ из затрубного пространства, оставшийся после реализации цикла вытеснения.

Циклу накопления соответствует I ступень подъема продукции на поверхность: с забоя до верхней части камеры накопления.

Цикл вытеснения жидкости осуществляется в верхней части камеры накопления и в камере замещения.

В цикле вытеснения рабочий газ подается в скважину с давлением, обеспечивающим открытие верхнего газлифтного клапана 8. Нижний газлифтный клапан 9 в зависимости от конкретных условий эксплуатации скважины (компоновки подземного оборудования, энергетической характеристики рабочего газа и других технологических факторов) либо может находиться в открытом положении, либо открывается в начальный момент цикла вытеснения при повышении давления рабочего газа.

Циклу вытеснения соответствует II ступень подъема продукции скважины: из верх-

ней части камеры накопления и камеры замещения — на поверхность. При этом открыты оба газлифтных клапана 2 (см. рис. 1) и верхний обратный клапан 10, а нижний обратный клапан 11 закрыт.

Таким образом, принципом действия установки является ступенчатый подъем жидкости при автоматически управляемом взаимодействии циклической работы забойного газожидкостного эжектора и газлифтного подъемника. Иначе говоря, в установке циклического газлифта используется комбинация двух способов подъема газожидкостной продукции скважин на поверхность, основанных на использовании энергии расширяющегося газа: струйного и газлифтного.

Работой установки управляет щит автоматики путем попеременного открытия и закрытия электроприводной задвижки, установленной на газоподводящем трубопроводе. В результате этих операций осуществляется периодическая подача рабочего газа на скважину, вследствие чего в самой скважине попеременно реализуются два цикла: цикл накопления жидкости в нижней части подъемника (за счет эжектирования) и цикл ее вытеснения рабочим газом на поверхность (посредством лифтирования).

Таковы принципы и особенности работы оборудования циклического газлифта, прошедшего приемочные испытания на Вуктыльском месторождении.

Эти особенности функционирования оборудования оказывают существенное влияние на характер воздействия скважины на пласт (периодическое, импульсное) и, соответственно, на характер притока флюидов из пласта в скважину и подъема их на поверхность (периодический, импульсный и волновой). В качестве иллюстрации на рис. 2 приведена полученная в декабре 1998 г. динамика всех основных параметров работы скв. 197-Вуктыльская на режимах циклического газлифта с продолжительность циклов (мин): накопления — 30, вытеснения — 15 [9].

Таким образом, установка циклического газлифта вместе со скважиной, призабойной зоной пласта и наземными газоподводящим (метанолопровод) и отводящим (шлейф) трубопроводами представляет собой достаточно сложную геолого-техническую систему, работающую на режимах с вынужденными колебаниями.

Результаты приемочных испытаний оборудования циклического газлифта и открывшаяся перспектива его использования на ряде месторождений ОАО «Газпром», начавшаяся

реконструкция установки комплексной подготовки газа к транспорту (УКПП) № 5 с учетом развития технологии циклического газлифта, результаты, полученные в процессе продолжительной эксплуатации опытного образца оборудования на скв. 197-Вуктыльская, по извлечению из обводненных отложений зашумленного газа, а также необходимость обобщения накопленных материалов исследований по этой скважине — все это обусловило необходимость постановки теоретических исследований для создания расчетно-методической базы новой технологии подъема газожидкостной продукции с забоев обводненных газовых скважин. Эти исследования осуществлялись в нескольких направлениях, в том числе — с целью разработки современных методов математического описания работы системы циклического газлифта, учитывающих колебательный характер параметров ее работы. Этим вопросам и посвящена данная статья.

Для описания работы системы «пласт — скважина — установка циклического газлифта» использованы как идентификационные методы, заимствованные из теории систем автоматического регулирования [12], управления процессами химических технологий [13], так и модели самоорганизующихся систем, работающих в автоколебательном режиме [14, 15]. Они широко применяются в нефтегазовом деле при анализе процессов добычи нефти и газа [16, 17]. Имеется также пример использования модели Лотки-Вольтерра на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении с целью анализа динамики выхода из пласта выпавшего конденсата при его вытеснении пластовой водой [18]. Следует отметить, что в настоящей работе эти методы, используемые ранее для анализа систем, работающих в режимах автоколебаний (например, группа газлифтных скважин IV блока пласта АВ₄₊₅ Самотлорского месторождения [19]), впервые применены для системы циклического газлифта, работающей, как показано выше, в режиме вынужденных колебаний.

Применение идентификационных подходов к моделированию работы системы «пласт — скважина — установка циклического газлифта»

Рассмотрим сначала случай нефтяной скважины. Для системы «пласт — скважина» входом будем считать объемный дебит Q , а выходом — депрессию на пласт Δp . В этом

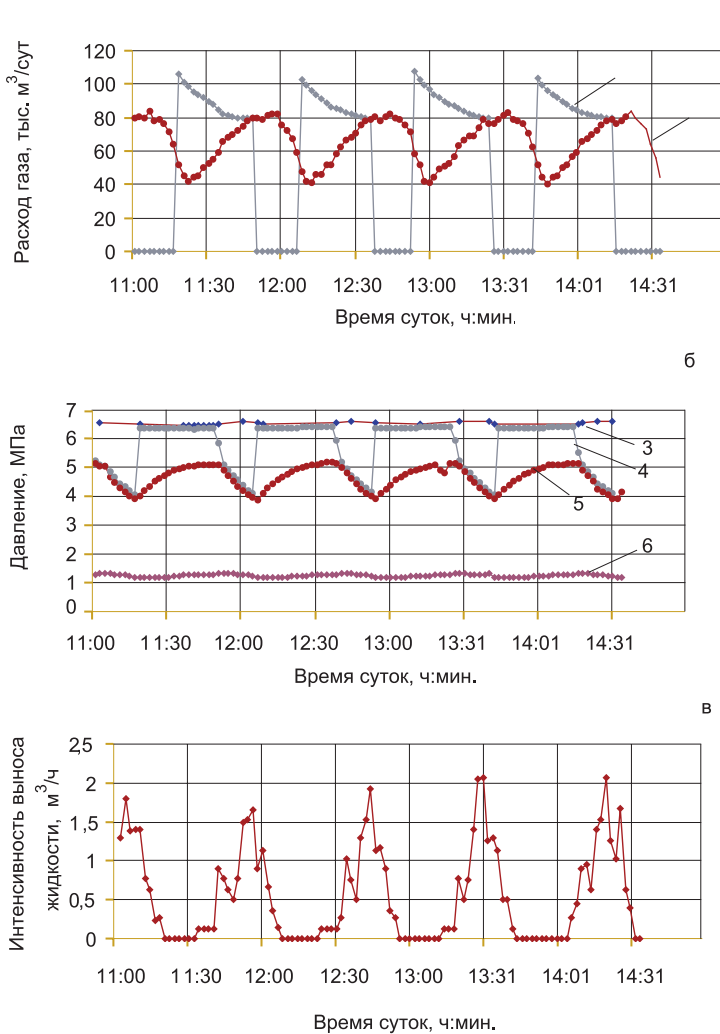


Рисунок 2. Динамика расходов газа (а), давлений (б) и интенсивности выноса жидкости (в) по скв. 197- Вуктыльская при работе установки 8.10.98 г. с продолжительностью циклов (мин): накопления — 15; вытеснения — 30. Расход газов: 1 — сепарации; 2 — рабочего; давление: 3 — в коллекторе рабочего газа; 4 — в газоподводящей линии; 5 — на затрубье; 6 — на буфере.

случае идентификационное уравнение можно записать следующим образом [16]:

$$\tau \frac{d\Delta p}{dt} + \Delta p = \frac{1}{K} Q,$$

где K — коэффициент продуктивности ($1/K = a$ — коэффициент фильтрационных сопротивлений); τ — характерное время переходного процесса.

Уравнение идентификации для газовой скважины будет выглядеть так [17]:

$$\tau \frac{d\Delta p^2(t)}{dt} + \Delta p^2(t) = aQ(t) + bQ^2(t).$$

Изменяя дебит газа (который, как и в ранее приведенном идентификационном уравнении для нефтяной скважины, является входной переменной), определим, как будет изменяться Δp^2 , что позволит найти параметры

уравнения а, б, т. Методы определения параметров рассмотренных выше идентификационных уравнений приведены в работах [16, 17], а при интерпретации работы скважин на режимах циклического газлифта — в данной статье.

Ниже представлены результаты разработки методики получения модели для описания работы УГЦЭС. Ее реализация выполнена с использованием фактического материала работы УГЦЭС на скв.197-Вуктыльская. В качестве исходной информации взяты результаты непрерывных наблюдений за динамикой параметров работы этой скважины на режиме циклического газлифта 8.10.98 г. [9]. Результаты этих исследований представлены выше на рис. 2 в виде графиков динамики различных параметров режима работы скважины во времени.

Свяжем два параметра одним идентификационным уравнением: первый — величина расхода газа сепарации в квадрате $Q_{гс}^2$, а второй — величина перепада квадратов давлений в затрубном и буферном пространствах скважины

$\Delta p^2 = p_{зт}^2 - p_{буф}^2$. При этом входной переменной будем считать $Q_{гс}^2$. Тогда простейшее идентификационное уравнение для рассматриваемого случая будет иметь вид:

$$\tau \frac{d\Delta p^2}{dt} + \Delta p^2 = aQ_{гс}^2.$$

При этом такая переменная, как величина расхода газа сепарации в квадрате, берется с запаздыванием, равным 10 мин или 0,00694 сут. С учетом изложенного графики изменения этих двух исходных переменных во времени представлены на рис. 3.

Параметры идентификационного уравнения определим интегральным способом:

$$\tau \Delta p^2 + \Delta p^2 dt = aQ_{гс}^2 dt$$

$$\tau [\Delta p^2 - \Delta p_0^2] + \int_{t_0}^t \Delta p^2 dt = a \int_{t_0}^t Q_{гс}^2 dt,$$

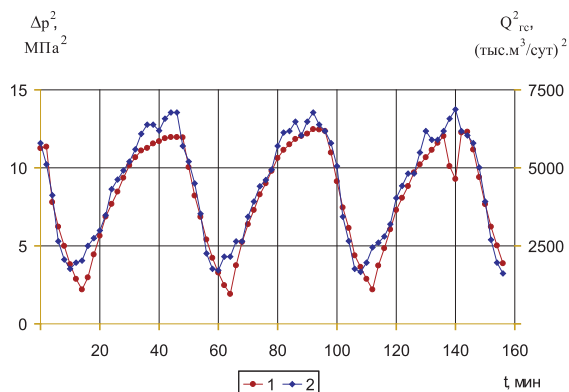


Рисунок 3. Динамика во времени $Q_{гс}^2$ (1) с запаздыванием $\Delta t=10$ мин и $\Delta p^2 = p_{зт}^2 - p_{буф}^2$ (2).

$$\frac{\int_{t_0}^t \Delta p^2 dt}{[\Delta p^2 - \Delta p_0^2]} = a \frac{\int_{t_0}^t Q_{гс}^2 dt}{[\Delta p^2 - \Delta p_0^2]} - \tau.$$

Таким образом получаем линейную зависимость вида $y = ax - \tau$,

где

$$x = \frac{\int_{t_0}^t Q_{гс}^2 dt}{[\Delta p^2 - \Delta p_0^2]}; \quad y = \frac{\int_{t_0}^t \Delta p^2 dt}{[\Delta p^2 - \Delta p_0^2]}.$$

На рис. 4 представлен график зависимости y от x , из которого имеем:
 $a=0,001857 \text{ МПа}^2 / (\text{тыс. м}^3 / \text{сут})^2$,
 $\tau=0,0005365 \text{ сут}$ (0,77 мин).

Далее, определив из рис. 4 параметры a и t , получим решение нашего идентификационного уравнения относительно Δp^2 . Для этого опишем исходную переменную синусоидальной зависимостью вида $Q_{гс} = 4200 + 2600 \sin(187t + 2,8)$, где t

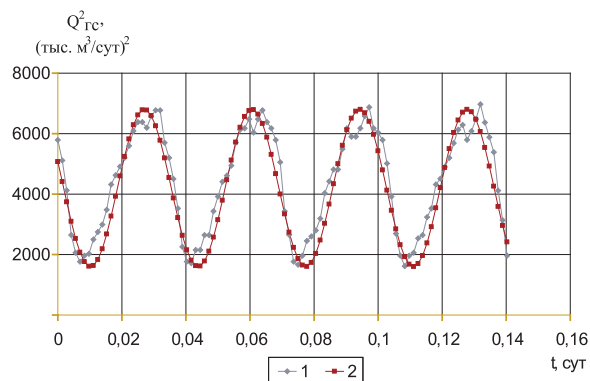


Рисунок 5. Фактическая (1) и аппроксимационная (2) зависимости $Q_{гс}^2$ от t .

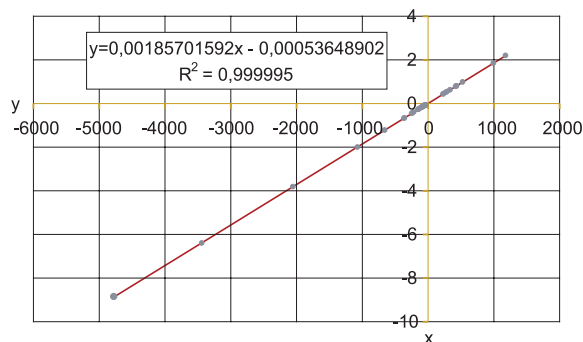


Рисунок 4. Зависимость

$$y = \frac{\int_{t_0}^t \Delta p^2 dt}{[\Delta p^2 - \Delta p_0^2]} \quad \text{от} \quad x = \frac{\int_{t_0}^t Q_{гс}^2 dt}{[\Delta p^2 - \Delta p_0^2]}$$

надо подставлять в сутках, а результат будет получаться в $(\text{тыс. м}^3 / \text{сут})^2$. Результаты этой аппроксимации представлены на рис. 5.

Подставим синусоидальную аппроксимацию в полученное уравнение идентификации и решим его относительно Δp^2 . Отметим, что здесь и далее все результаты решений обыкновенных дифференциальных уравнений (ОДУ) и систем ОДУ получены с использованием системы Mathcad 2001 Professional методом Рунге-Кутты четвертого порядка.

На рис. 6 в виде графика представлено решение полученного идентификационного уравнения

$$\tau \frac{d\Delta p^2}{dt} + \Delta p^2 = a Q_{гс}^2,$$

где $a=0,001857 \text{ МПа}^2 / (\text{тыс. м}^3 / \text{сут})^2$; $t = 0,000536$ сут.

Итак, выше было показано, что при эксплуатации обводненной газовой скважины на режимах с вынужденными колебаниями изменения перепада квадратов давлений $p_{буф}^2 - p_{зт}^2$ и расхода газа сепарации в квадрате $Q_{гс}^2$ в

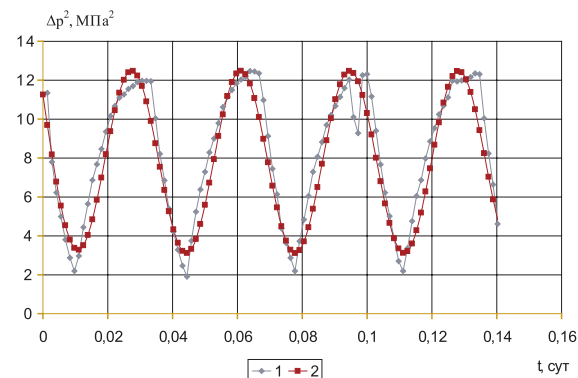


Рисунок 6. Графическое представление результатов расчета переменной Δp^2 по идентификационному уравнению: фактическая (1) и расчётная (2) зависимости.

первом приближении можно описывать с помощью идентификационного уравнения первого порядка с учетом характерного времени переходных процессов t .

Следует отметить, что переменная $Q_{гс}$, представляющая собой смесь рабочего и добываемого пластового газа, является лишь составной частью продукции скважины, в которую входит также и жидкость. Поэтому примененный выше подход не позволяет моделировать другой важный параметр работы исследуемой геолого-технической системы — дебит добываемой из пласта жидкости. С целью учета этого параметра ниже применен другой подход.

Анализ динамики параметров работы скважин на режиме вынужденных колебаний с использованием автоколебательной модели типа Лотки-Вольтерра

Классическая модель Лотки-Вольтерра (ЛВ), применяемая во многих областях, вследствие удачного сочетания в ней невысокой сложности, с одной стороны, и достаточно сильной мультипликативной нелинейности, с другой, обладает высокой степенью изоморфизма при описании поведения сложных систем, работающих в режиме автоколебаний [14, 15, 20].

Однако в случае УГЦЭС имеем типичную систему, работа которой на режиме циклического газлифта (периодический вызов притока жидкости и газа из пласта и последующее ее вытеснение на поверхность) обусловлена жесткими технологическими условиями — принудительной периодической подачей рабочего агента (газа) в скважину через равные, заранее выбранные интервалы времени.

Покажем, что модель ЛВ (ее модификация) может быть применена для описания поведения во времени выходных переменных рассматриваемой системы (то есть дебитов газа сепарации и жидкости, измеряемых на УКПГ) при работе в режиме вынужденных колебаний. Применение нелинейной автоколебательной модели ЛВ проиллюстрируем на примере тех же данных о работе УГЦЭС в скв.197-Вуктыльская от 8.10.98 г., что и в предыдущем разделе.

Очень часто при объяснении модели ЛВ, которая впервые начала применяться в биологии для математического описания борьбы за существование популяций животных [21], для наглядности прибегают к популяционной терминологии, что сделаем и мы при кратком рассмотрении данной модели. Итак, рассмот-

рим две сосуществующие популяции — «хищников» и «жертв». Например, это могут быть, соответственно, рыси и зайцы на ограниченной лесной территории, щуки и караси в пруду и т.п. Допустим, что у «жертв» (обозначим численность их популяции через N_1) количество пищи не ограничено (как, например, у зайцев в лесу). Тогда при отсутствии «хищников» (их численность обозначим через N_2) скорость увеличения числа «жертв» будет пропорциональна численности ее популяции. Далее предположим, что «хищники» могут питаться только «жертвами» (как, например, рыси — только зайцами в отсутствии другой живности). Тогда скорость роста числа «жертв» будет зависеть аддитивно от двух причин: увеличиваться пропорционально численности самих «жертв» N_1 и уменьшаться пропорционально количеству возможных встреч с «хищником», то есть N_1N_2 . В рассматриваемой схеме «хищники» в отсутствие «жертв» погибнут. Скорость роста их популяции будет в этом случае отрицательна и пропорциональна количеству самих «хищников». Но при наличии «жертв» в правой части уравнения появится положительное слагаемое, отражающее положительный рост за счет встреч «хищников» с «жертвами», число которых опять-таки пропорционально N_1N_2 . Уравнения, описывающие вышесказанное, и представляют собой каноническую модель ЛВ

$$\begin{cases} \frac{dN_1}{dt} = a_1N_1 - b_1 \cdot N_1N_2, \\ \frac{dN_2}{dt} = -a_2N_2 + b_2 \cdot N_1N_2. \end{cases}$$

Решение этой системы имеет вид периодических колебаний двух переменных N_1 и N_2 , со смещением относительно друг друга во времени. Это смещение появляется по следующей причине. Рост, например, числа «жертв» приводит к росту числа «хищников». Рост «хищников» при этом, естественно, может по времени только отставать по понятным причинам. Но дальнейший рост числа «жертв» приведет к уменьшению их популяции. Это уменьшение приведет к запаздывающему во времени уменьшению числа «хищников» и т. д. В итоге получатся два колебательных и смещенных во времени графика численности двух популяций. Совпадение по времени минимумов и максимумов этих двух кривых практически исключено. Это доказывается и чисто математически [22].

Предположим теперь, что при работе скважины на режиме с колебаниями параметров роль «жертв» играет дебит газа сепарации, а роль «хищников» — дебит жидкости. Тогда модель ЛВ, соответствующая процессам добычи газа сепарации и жидкости, может быть записана так:

$$\begin{cases} \frac{dQ_{rc}}{dt} = a_1 Q_{rc} - b_1 Q_{rc} Q_{ж}, \\ \frac{dQ_{ж}}{dt} = -a_2 Q_{ж} + b_2 Q_{rc} Q_{ж}, \end{cases}$$

где Q_{rc} — дебит газа сепарации; $Q_{ж}$ — дебит жидкости.

Найдем параметры этой модели интегральным методом: $a_1=18$; $b_1=1,4$; $a_2=1893$; $b_2=24$. Размерности этих коэффициентов ясны из размерности исходных данных. Если знаки коэффициентов учитывать не в уравнении, а при записи значений самих коэффициентов, то v_1 и a_2 будут меньше нуля.

При проведении расчетов с этими значениями коэффициентов было видно, что характер колебаний переменных похож на фактические кривые, но расчетные зависимости несколько смещены во времени по сравнению с исходными данными. Это означает, что каноническая модель Лотки-Вольтерра для описания промысловых данных нуждается в некоторой корректировке или модифицировании.

После корректировки параметров модели в итоге была получена следующая модифицированная модель ЛВ:

$$\begin{cases} \frac{dQ_{rc}}{dt} = a_1 (Q_{rc} + 28) - b_1 (Q_{rc} + 28) Q_{ж}, \\ \frac{dQ_{ж}}{dt} = -a_2 Q_{ж} + b_2 (Q_{rc} + 28) Q_{ж}. \end{cases} \quad (1)$$

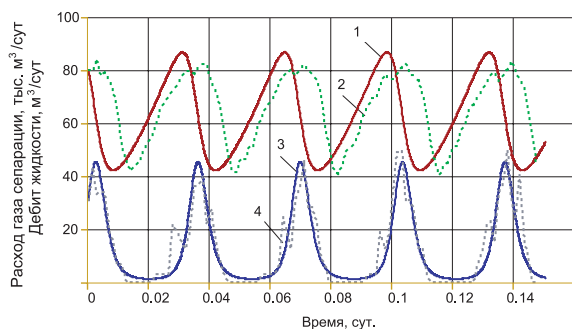


Рисунок 7. Сравнение фактических расходов газа сепарации и дебитов жидкости с результатами расчетов по модифицированной модели ЛВ (2): расход газа сепарации: 1 — модельный; 2 — фактический; дебит жидкости: 3 — модельный; 4 — фактический.

В модели (1) $a_1=29,9$; $a_2=1500$; $b_1=2,55$; $b_2=16,55$. Естественно, что порядок величин этих коэффициентов по сравнению с исходной моделью ЛВ в целом сохранился.

После раскрытия скобок и приведения подобных членов можно модель (1) окончательно записать в следующем виде:

$$\begin{cases} \frac{dQ_{rc}}{dt} = 29,9Q_{rc} - 2,55Q_{rc} Q_{ж} - 71,4Q_{ж} + 837,2, \\ \frac{dQ_{ж}}{dt} = -1037Q_{ж} + 16,55Q_{rc} Q_{ж}. \end{cases} \quad (2)$$

Сравнение фактических и модельных данных, полученных по результатам расчетов с использованием системы (2), представлено на рис. 7, а соответствующие фазовые портреты работы УГЦЭС — на рис. 8. На этих рисунках видно, что модельные и фактические зависимости расхода газа сепарации от времени смещены относительно друг друга.

Из представленных на рис. 7 зависимостей видно, что форма модельных кривых соответствует фактическим данным, но поскольку модель ЛВ описывает только взаимно запаздывающие процессы, то для окончательного совмещения кривых требуется сдвиг во времени модельной кривой $Q_{rc}(t)$ на определенную величину. Рис. 8, на котором для сравнения изображены фазовые портреты работы УГЦЭС, построенные по модельным и фактическим данным, только подтверждает этот факт, поскольку известно, что динамике автоколебаний всегда соответствует фазовый портрет двух переменных в виде замкнутого цикла. Вынужденные колебания (фактические данные) из-за синхронности во времени максимумов и минимумов обеих зависимостей,

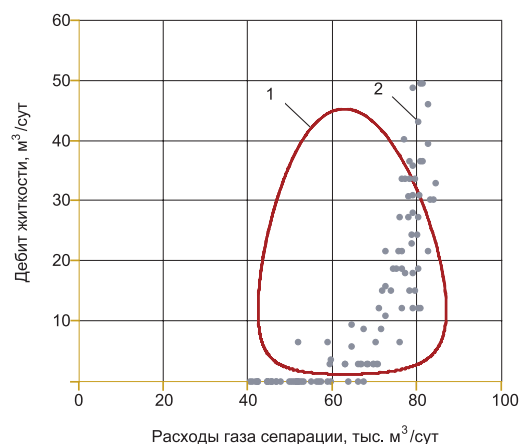


Рисунок 8. Фазовые портреты работы УГЦЭС, построенные по модельным без смещения во времени (1) и фактическим (2) данным.

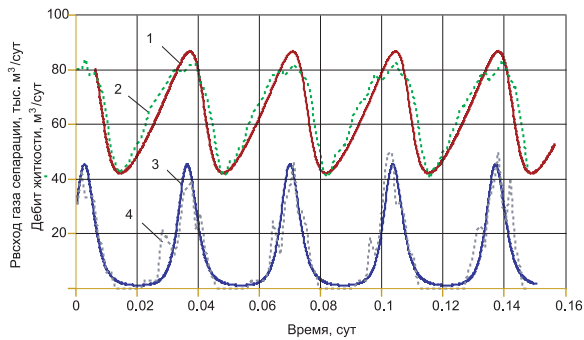


Рисунок 9. Сравнение фактических расходов газа сепарации и дебитов жидкости после сдвига графика зависимости $Q_{гс} = f(t)$ во времени вправо на 0,006 сут: расход газа сепарации: 1 — модельный; 2 — фактический; дебит жидкости: 3 — модельный; 4 — фактический.

как видно из того же рисунка, имеют совершенно другой тип фазового портрета.

На рис. 9 модельная зависимость $Q_{гс}(t)$ построена с постоянным сдвигом (смещением) вправо по времени на 0,006 сут (8,64 мин).

Из этого рисунка видно, что только после такого искусственного приема автоколебательная модель ЛВ стала достаточно хорошо описывать вынужденные колебания двух рассматриваемых параметров работы УГЦЭС ($Q_{гс}$, $Q_{ж}$).

На рис. 10 для сравнения показан фазовый портрет работы установки циклического газлифта после смещения модельной переменной $Q_{гс}$ во времени. На нем видно, что модельные кривые достаточно хорошо повторяют фактическую динамику во времени расхода газа сепарации.

Иначе говоря, при применении аппарата автоколебательной модели ЛВ для описания динамики вынужденных колебаний необходимо учитывать два основных условия:

- определяющим при таком способе идентификации (с искусственным постоянным сдвигом графика модельной зависимости $Q_{гс}(t)$) является диапазон изменений переменных и форма их колебаний;
- после настройки системы и максимально точного описания формы графика во времени одной из переменных (путем подбора поправочных коэффициентов или слагаемых) при построении графика другой переменной необходим его сдвиг во времени на определённую величину.

Таким образом, установлено, что при работе УГЦЭС колебания основных перемен-

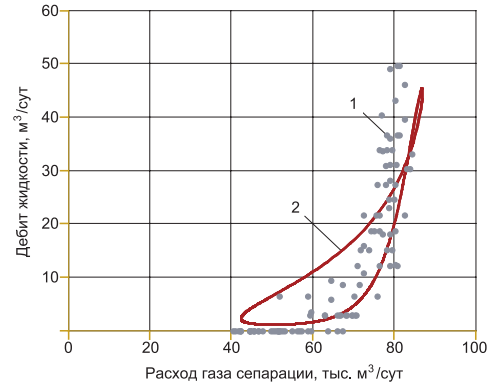


Рисунок 10. Двумерные фазовые портреты работы УГЦЭС, построенные по фактическим данным (1) и модельным расчётам после сдвига графика модельной зависимости $Q_{гс} = f(t)$ во времени вправо на 0,006 сут (2).

ных ($Q_{гс}$ и $Q_{ж}$) можно моделировать на основе модифицированной модели Лотки-Вольтерра с двумерным фазовым портретом переменных с учетом изложенных выше условий.

Пути получения динамической эволюционной модели с трехмерным фазовым портретом для описания работы скважины на режимах циклического газлифта

Выше для скважин, оборудованных установкой циклического газлифта и работающих на режимах с вынужденными колебаниями параметров, был предложен способ совместного описания системой из двух нелинейных ОДУ динамики их выходных переменных — газа сепарации $Q_{гс}$ и жидкости $Q_{ж}$. В то же время, как следует из описания работы УГЦЭС, она приводится в действие периодической подачей рабочего газа на скважину с теми или иными (в нашем конкретном случае — разными по продолжительности) периодами (циклами) накопления и вытеснения (см. рис. 2).

Из изложенного следует, что расход $Q_{гвд}$ и давление $p_{гвд}$ рабочего газа являются основными параметрами всего процесса эксплуатации скважины посредством циклического газлифта. Кроме того, для исследуемой системы «газоподводящий трубопровод — скважина — УГЦЭС — шлейф — УКПГ» названные параметры являются входными переменными. Для более полного (универсального) описания работы данной геолого-технической системы целесообразно совместно с двумя ее выходными переменными $Q_{гс}$ и $Q_{ж}$ использовать хотя бы одной из двух названных входных переменных.

Анализ целесообразности выбора одной из двух входных переменных ($p_{гвд}$ или $Q_{гвд}$) в

качестве ведущей для дальнейшего её совместного использования с выходными переменными при математическом описании работы системы циклического газлифта показал следующее. Данный выбор не имеет принципиального значения в связи с тем, что эти два параметра тесно связаны между собой. Поэтому при неизменных технических и геолого-промысловых параметрах конкретной системы циклического газлифта (то есть одной и той же скважины с одними и теми же наземной обвязкой, газоподводящим трубопроводом, шлейфом, уровнями давлений в системах сбора и технологического газа, а также оснащённой одним и тем же оборудованием УГЦЭС) их связь практически функциональна. И характер этой связи так или иначе (либо в виде функции, либо в виде оператора) всегда можно установить.

В настоящей статье принято, что для более полного математического описания работы системы циклического газлифта в качестве ведущей переменной целесообразно использовать именно расход рабочего газа, поскольку в его импульсной динамике более отчётливо отражены (см. рис. 2) такие важные для работы УГЦЭС факторы, как продолжительность циклов накопления ($Q_{гвд}=0$) и вытеснения ($Q_{гвд}=f(t)$). Кроме того, расход рабочего газа $Q_{гвд}$ является величиной однородной по размерности и физическому смыслу для двух упомянутых выше выходных переменных $Q_{гс}$ и $Q_{ж}$.

Теперь, после выбора в качестве третьей основной переменной $Q_{гвд}$, анализируемую геолого-техническую систему можно рассматривать как нелинейную динамическую, описываемую тремя нелинейными ОДУ для трёх основных переменных $Q_{гвд}$, $Q_{гс}$, $Q_{ж}$. Сразу возникает вопрос — а как описывать импульсную динамику рабочего газа?

Итак, для получения более универсальной модели работы скважины, оснащённой УГЦЭС, в режиме вынужденных колебаний необходимо рассмотреть возможность использования динамики расхода рабочего газа в качестве третьей переменной, что представляет определённую сложность. С целью упрощения решения этой достаточно сложной в математическом плане задачи она была предельно разбита на две составные части:

- в первой части ставилась задача найти способ описания (задания) соответствующей формы импульсов расхода рабочего газа обыкновенным дифференциальным уравнением с

правой частью, зависящей только от времени (в связи с тем, что динамика подачи рабочего газа на скважину задаётся в виде временных циклов накопления и вытеснения с разной продолжительностью). В рамках рассматриваемого подхода эта задача и решена в данной работе;

- во второй части необходимо рассмотреть работу УГЦЭС как нелинейной динамической системы, описываемой тремя нелинейными ОДУ для трёх основных переменных $Q_{гвд}$, $Q_{гс}$, $Q_{ж}$. Пока эта часть задачи находится в стадии решения и в связи с необходимостью применения сложного математического аппарата выведена за пределы настоящей работы.

Ниже кратко изложены результаты реализации первой стадии сформулированного подхода к описанию параметров циклического газлифта с использованием одной из входных переменных — расхода рабочего газа.

С целью описания импульсной динамики рабочего газа во времени использован следующий подход. Для расхода газа высокого давления составим уравнение, не зависящее от расходов газа сепарации и жидкости, а зависящее только от времени. При этом вид правой части следует выбрать таким, чтобы после его интегрирования получалось выражение, графиком которого во времени являлись бы прямоугольные импульсы, имитирующие динамику расхода ГВД при его периодической подаче в затрубное пространство скважины (циклы накопления и вытеснения).

Такой подход можно реализовать следующим образом. Если проинтегрировать заданную во времени синусоиду, возведённую в нечётную степень, то можно получить характерную динамику, похожую на фактическую динамику периодической подачи рабочего газа в скважину. Повышая степень у синуса (который, как известно, изменяется в пределах от -1 до $+1$), можно, не получая практически больших значений переменных, реально влиять на форму решения. Иначе говоря, повышая степень, можно, таким образом, приблизить графическое изображение формы импульсов рабочего газа к «прямоугольной».

Таким образом, был получен способ графического изображения импульсной динамики расхода рабочего газа в виде прямоугольных импульсов с одинаковым периодом накопления и вытеснения путем представления его в

виде графика решения ОДУ с правой частью, зависящей только от времени.

Наконец, можно получить импульсы с разным временем накопления и вытеснения, если к аргументу синуса в правой части рассматриваемого уравнения прибавить слагаемое — фазу, являющееся ступенчатой функцией времени.

По изложенному выше алгоритму было подобрано уравнение, график решения которого имеет форму, удовлетворительно описывающую динамику рабочего газа во времени. Для более компактного описания трех рассматриваемых параметров во времени соединим это уравнение с полученной выше системой ЛВ, описывающей вынужденные колебания газа сепарации и жидкости. В итоге получим следующую систему из трех уравнений:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dx}{dt} = 32 \cdot 10^4 \left\{ \sin \left[144t + \begin{array}{l} 1,45 \left(0,5 + \frac{1}{\pi} \arctg (1 \cdot 10^{300} (t - 0,038)) \right) + \\ 1,55 \left(0,5 + \frac{1}{\pi} \arctg (1 \cdot 10^{300} (t - 0,067)) \right) + \\ 1,35 \left(0,5 + \frac{1}{\pi} \arctg (1 \cdot 10^{300} (t - 0,109)) \right) \end{array} \right] \right\}^n, \\ \frac{dy}{dt} = -2,55yz - 71,4z + 29,9y + 837,2, \\ \frac{dz}{dt} = 16,55zy - 1037z, \end{array} \right. \quad (3)$$

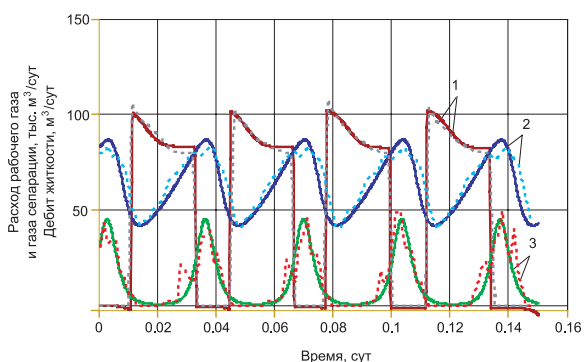


Рисунок 11. Сопоставление динамики фактических (точки) и модельных (сплошные линии) переменных во времени: расход рабочего газа с уточненной формой импульсов (1), расход газа сепарации (2) и дебит жидкости (3).

где n — достаточно большое нечетное число; x — расход нагнетаемого в скважину рабочего газа; y — расход газа сепарации; z — расход жидкости.

Система Mathcad, решая одно первое уравнение и отдельно систему из двух последних или решая систему (3) из трех уравнений, естественно, получает одни и те же результаты. Пока три уравнения объединены в одной системе (3) для удобства математического описания работы скважины, оснащенной УГЦЭС, в более компактном виде, а также с целью выбора направления развития моделирования циклического газлифта в будущем.

Наконец, несколько усложнив правую часть первого уравнения системы (3), можно при описании динамики импульсов $Q_{гвд}$ подобрать их форму более точно. На рис. 11 приведены графики фактической и модельной зависимостей во времени анализируемых переменных после корректировки графического изображения импульсов расхода рабочего газа. Здесь модельная зависимость динамики расхода газа сепарации уже смещена во времени на 0,006 сут. На рис. 12 представлены фазовые портреты, соответствующие динамике фактических и модельных переменных, изображенных на рис. 11.

Таким образом, показано, что работу УГЦЭС в обводненной газовой скважине на режиме с вынужденными колебаниями параметров можно описывать на основе динамических моделей не только с двух-, но и с трехмерными фазовыми портретами.

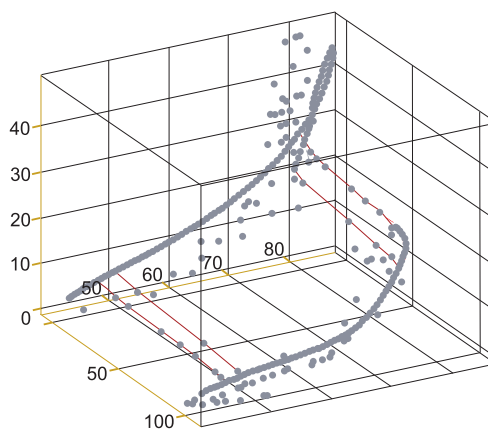


Рисунок 12. Сопоставление трехмерных фазовых портретов работы УГЦЭС, построенных по фактическим (точки) и модельным (сплошные линии) данным (после уточнения графического изображения формы импульсов) с осями: вертикальной — дебит жидкости (в $m^3/сут$), горизонтальной — расход газа сепарации (тыс. $m^3/сут$) и перпендикулярной к плоскости, образуемой вертикальной и горизонтальной осями, — расход рабочего газа (тыс. $m^3/сут$).

Заключение

Представленные в статье теоретические исследования и расчеты по оценке возможности математического описания работы установки циклического газлифта в режиме вынужденных колебаний позволяют отметить следующее.

Вначале для этой цели исследовалась возможность применения идентификационных подходов. Было показано, что даже достаточно простое идентификационное уравнение с коэффициентом a и характерным временем переходного процесса τ для переменных Δp и $Q_{гс}^2$ (последний параметр считался входной переменной) позволяет достаточно хорошо описывать изучаемую динамику некоторых параметров процесса (заметим, что полученное идентификационное уравнение линейно относительно указанных переменных Δp^2 и $Q_{гс}^2$). Это означает, что после определения параметров идентификационного уравнения a и τ задание динамики входной переменной $Q_{гс}^2$ по синусоиде позволяет получить решение для описания колебательного изменения другой переменной Δp^2 . Это обстоятельство позволяет применить уравнения такого типа не только для анализа, но и для экстраполяции характера работы УГЦЭС.

Далее была сделана попытка применения существенно нелинейной системы Лотки-Вольтерра, состоящей из двух нелинейных ОДУ, для описания взаимосвязи двух переменных $Q_{гс}$ и $Q_{ж}$. Основание для проверки эффективности такого подхода связано с тем, что весь процесс добычи жидкости с применением УГЦЭС достаточно сложен, трудно формализуем в рамках теории нестационарного движения газожидкостных систем в вертикальных подъемниках и горизонтальных шлейфах скважин, а также явно и существенно нелинейен как по причине периодичности подачи на скважину рабочего агента, так и по причине наличия инерционных свойств у пластовой и технической (например, газлифтных клапанов) систем, проявляющихся при их реагировании на возмущения. В результате проведенных расчетов и анализа установлено, что математический аппарат автоколебательной системы ЛВ применим для описания работы установки циклического газлифта только после существенного его модифицирования, а также при условии сдвига решения по одной из переменных во времени на постоянную величину.

Наконец, была сделана попытка описания работы УГЦЭС в режиме вынужденных колеба-

ний (по причине периодической принудительной подачи ГВД) по трем переменным $Q_{гвд}$, $Q_{гс}$ и $Q_{ж}$ с помощью системы из трех ОДУ. Пока такой подход — это просто совместная запись полученной ранее модифицированной системы ЛВ и уравнения, правая часть которого записана с использованием синусоидальной функции и зависит только от времени (для описания импульсов ГВД). В итоге получен пока только более компактный способ описания работы УГЦЭС с помощью системы с трехмерным фазовым портретом. Попытки ввести импульсно изменяющуюся переменную $Q_{гвд}$ в два остальных уравнения и при этом получить приемлемое описание их фактических динамик во времени пока успехом не увенчались. Однако при выводе установки на режим устойчивых автоколебаний (когда расход рабочего газа будет «определяться» самой установкой) такой подход может оказаться перспективным решением проблемы мониторинга и прогнозирования параметров режима работы скважин, оснащенных УГЦЭС.

Кратко результаты по проведенному в статье анализу возможности математического описания работы скважины, оснащенной УГЦЭС, в режиме вынужденных колебаний можно свести к следующему:

- при необходимости моделирования параметров Δp^2 и $Q_{гс}^2$ можно применять идентификационное уравнение с синусоидальным заданием динамики $Q_{гс}^2$ (описание одним линейным ОДУ);
- расходы газа сепарации и жидкости можно моделировать на основе моделей типа автоколебательной модели Лотки-Вольтерра с двумерными фазовыми портретами переменных, но только после ее модифицирования и сдвига решения для одной из переменных во времени на постоянную величину (описание двумя нелинейными ОДУ);
- применение динамических моделей с трехмерными фазовыми портретами возможно для моделирования импульсов подачи рабочего газа и колебательного характера расходов газа сепарации и жидкости, что реализовано в настоящей работе пока только для более компактного описания фактической динамики переменных с перспективой на соединение системы трех уравнений в единую нелинейную модель (описание тремя нелинейными ОДУ).

ЛИТЕРАТУРА

1. Теория водонапорного режима газовых месторождений / С.Н. Закиров, Ю.П. Коротаев, Р.М. Кондрат и др. — М.: Недра, 1975. — 256 с.

2. Кондрат Р.М. Газоконденсатор-отдача пластов. — М.: Недра, 1992. — 255 с.

3. Влияние обводнения многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений на их разработку / Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев,

В.И. Петренко и др. — М.: Недра, 1973. — 262 с.

4. Тер-Саркисов Р.М., Долгушин Н.В., Бедрак С.Н. Анализ результатов газоконденсатных исследований скважин с газожидкостными притоками на Вуктыльском месторождении // Севергазпром: союз науки и производства в области геологии, разработки месторождений и транспорта газа в Тимано-Печорской провинции: юбил. науч.-техн. сб., посв. 30-летию образ. предпр. «Севергазпром». — Ухта: Севернипигаз, 1999. — С. 366—380.

5. Патент РФ 2114284, МПК Е 21 В 43/00. Способ удаления жидкости из газоконденсатной скважины и установка для его осуществления /

Ю.Г. Бураков, А.Г. Минко, В.Л. Вдовенко, В.В. Иванов и др. — №9613500/03; Заявл. 01.07.96; Оpubл. 27.06.98. — Бюл. № 18. — С. 303—304.

6. Разработка и испытания техники и технологии газлифтно-циклической эксплуатации обводненных газоконденсатных скважин / В.Г. Подюк,

Ю.Г. Бураков, А.Г. Минко, С.В. Шелемей // Сб. ИРЦ Газпром. Сер. Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений на суше и на шельфе. — М., 1997. — № 5—6. — С. 20—31.

7. Основные результаты испытания оборудования циклического газлифта на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении / В.Г. Подюк, А.А. Захаров, Н.В. Михайлов, Ю.Г. Бураков, Ю.В. Илатовский, А.Г. Минко и др. // Науч.-техн. сб. Геология, разработка, эксплуатация месторождений Тимано-Печорской провинции. Транспорт газа. Проблемы, решения, перспективы. Кн.1. Разработка и эксплуатация месторождений, комплексные исследования пластов и скважин. — Ухта: Севернипигаз, 2000. — С. 207—215.

8. Burakov Yu. G. Equipment and Technology of Cyclic Gas Lift for Late Stage Oil and Gas-Condensate Reservoirs Development / Yu. G. Burakov, A.G. Minko // Exploration and Production Operations In Difficult And

Sensitive Areas / 2001 AAPG Regional International Conference, St. Petersburg, July 15—18, 2001. — Pp. 12—11.

9. Бураков Ю.Г., Минко А.Г. Промысловые исследования работы установок циклического газлифта в период подготовки и проведения приемочных испытаний / Повышение нефтеотдачи пластов: Тр. Междунар. технолог. симпозиума, Москва, РАГС при Президенте РФ, 13—15 марта 2002 г. — М.: Институт нефтегазового бизнеса, 2003. — С. 323—330.

10. Тер-Саркисов Р.М., Бураков Ю.Г., Долгушин Н.В. Промысловый эксперимент по добыче углеводородов из обводненной газоконденсатной залежи волновым депрессионным воздействием установкой циклического газлифта // Тр. 12-го Европ. симпоз. «Повышение нефтеотдачи пластов. Освоение трудноизвлекаемых запасов», посв. 60-летию нефти Татарстана, Казань, 8—10 сент. 2003 г. — Казань, 2003. — С. 824—830.

11. Проектирование реконструкции УКПГ-5 Вуктыльского месторождения с учетом применения технологии циклического газлифта для эксплуатации обводненных скважин / Н.В. Долгушин, Ю.Г. Бураков, С.В. Савченков,

В.С. Бурыakov, Р.М. Тер-Саркисов, В.В. Салюков, Е.В. Уляшев // Большая нефть: реалии, проблемы, перспективы. Нефть и газ Европейского Северо-Востока: М-лы Всерос. конф., Ухта, 15—17 апр. 2003 г. — Ухта: УГТУ, 2003. — С. 155—158.

12. Лифшиц Н.А., Пугачев В.С. Вероятностный анализ систем автоматического регулирования. — М.: Советское радио, 1963. — 483 с.

13. Липатов Л.Н. Типовые процессы химической технологии как объекты управления. — М.: Химия, 1973. — 317 с.

14. Мирзаджанзаде А.Х., Аметов И.М., Боксерман А.А. Новые перспективные направления исследований в нефтегазодобыче // Нефтяное хозяйство. — 1992. — № 11. — С. 14—16.

15. Мирзаджанзаде А.Х., Филиппов В.П., Аметов И.М. Разработка нефтяных месторождений: наследственность, самоорганизация, шум // Нефтяное хозяйство. — 1995. — № 3. — С. 42—44.

16. Мирзаджанзаде А.Х., Степанова Г.С. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа. — М.: Недра, 1977. — 223 с.

17. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев. — М.: Недра, 2003. — 880 с.

18. Prediction of condensate and

water productions using the Lotka-Volterra Model/V. Sokolov, S. Ursegov, Y. Burakov//Technology Alberta. — Vol.15. — № 3, May/June 1998. — Pp. 28—29.

19. Системный подход к оптимизации фонда газлифтных скважин на месторождении Самотлор / А.Х. Шахвердиев, Ф.Х. Галеев, А.В. Бунькин, Л.Ю. Фомина // Методы повышения продуктивности скважин и управление охраной окружающей среды. — М., 1994. — Вып. 188. — С. 67—73.

20. Соколов В.А., Смирнов А.Н., Рочев А.Н. Мягкая эволюционная синергетическая трёхмерная модель для расчёта сценариев воздействия на пласт // Азербайджанское нефтяное хозяйство. — 2003. — № 1. — С. 1—7.

21. Вольтерра В. Математическая теория борьбы за существование. — М.: Наука, 1976. — 286 с.

22. Арнольд В.И. Обыкновенные дифференциальные уравнения: Учебн. пособие для вузов. 3-е изд. перераб. и доп. — М.: Наука, Главная редакция физико-математической литературы, 1984. — 272 с.



**Бураков
Юрий
Григорьевич.**
Заведующий
лабораторией
испытаний новых
технологий добычи
углеводородов
филиала ООО «ВНИИГАЗ» —
«Севернипигаз».

yu_burakov@severnipigaz.ru
(82147) 3-48-40.

Специализируется в области методов повышения газо-, конденсато- и нефтеотдачи пласта, газлифтной эксплуатации скважин, методов интерпретации данных газогидродинамических исследований скважин.



**Соколов
Владимир
Андреевич.**
к. т. н., доцент кафе-
дры «Разработка и
эксплуатация нефтя-
ных и газовых место-
рождений и подзем-
ной гидромеханики» Ухтинского го-
сударственного техниче-
ского университета.

sokolov@uui.sever.ru
(82147) 74-4-74, 74-4-75.

Специализируется в области динамического анализа разработки нефтяных и газовых месторождений и интерпретации результатов газогидродинамических исследований скважин.