

УДК 622.276.2

DOI: 10.17122/ngdelo-2021-1-33-41

## ИНТЕГРИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ «ПЛАСТ – СКВАЖИНА – НАСОС» ДЛЯ РАСЧЕТА НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ

### INTEGRATED MODEL «RESERVOIR – WELL – PUMP» FOR UNSTEADY FLUID FLOW REGIMES CALCULATING

**А. А. Пашали****Aleksandr A. Pashali**

ПАО «НК «Роснефть»,  
г. Москва, Российская  
Федерация

NK «Rosneft» PJSC,  
Moscow, Russian Federation

**Р. С. Халфин****Ruzil S. Khalfin**

ООО «РН-БашНИПНефть»,  
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPneft LLC,  
Ufa, Russian Federation

**Д. В. Сильнов****Denis V. Silnov**

ООО «РН-БашНИПНефть»,  
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPneft LLC,  
Ufa, Russian Federation

**А. С. Топольников****Andrey S. Topolnikov**

ООО «РН-БашНИПНефть»,  
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPneft LLC,  
Ufa, Russian Federation

**Б. М. Латыпов****Bulat M. Latypov**

ООО «РН-БашНИПНефть»,  
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPneft LLC,  
Ufa, Russian Federation

**К. Р. Уразаков****Kamil R. Urazakov**

ООО «РН-БашНИПНефть»,  
г. Уфа, Российская Федерация

RN-BashNIPneft LLC,  
Ufa, Russian Federation

Статья посвящена описанию связанной модели нестационарного течения пластовой жидкости в пласте, элементах скважины и установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). Такая модель используется при описании работы нефтяной скважины в случае неустановившегося режима, например во время вывода на режим или при периодической эксплуатации. Для моделирования течения жидкости в пласте решается задача нестационарной фильтрации в приближении однофазной жидкости. При этом используется метод источников, который позволяет моделировать различные схемы заканчивания скважины, такие как вертикальная, горизонтальная скважина или скважина с одно- и многостадийным гидроразрывом пласта, и обеспечивает высокую скорость расчетов, что чрезвычайно важно в случае интегрированной модели. Элементы скважины (обсадная колонна, колонна насосно-компрессорных труб и затрубное пространство) моделируются с помощью одномерной нестационарной системы дифференциальных уравнений в частных производных, выражающих законы сохранения массы компонентов газожидкостной смеси и количества движения смеси и энергии в целом. Математическая модель многофазного потока в скважине учитывает тепло- и массообмен, а также относительную скорость движения нефти, попутно-добываемой воды и газа. Глубинно-насосное оборудование (электроцентробежный насос, погружной электродвигатель, газосепаратор) встраивается в интегрированную модель с помощью своих паспортных характеристик, позволяющих вместе с другими корреляциями рассчитывать перепад давлений, температур и объемного содержания газа после прохождения потоком его элементов. Разработанная модель была апробирована на одном из месторождений Западной Сибири для описания периодических режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН. Получено удовлетворительное согласование расчетных параметров и промысловых данных, показавшее возможность использования интегрированной модели «пласт – скважина – насос» не только для описания текущего периодического режима работы скважин, но и для оптимизации его параметров.

#### Ключевые слова

многофазное течение;  
массообмен; нефтедобыча;  
нестационарная модель;  
установка электроцентробежного  
насоса

The article is devoted to the description of a related model of unsteady reservoir fluid flow in the reservoir, well elements and the electric centrifugal pump unit (ECPU). This model is used to describe the oil well operation in the case of unsteady regime, for example, during the stabilization or during intermittent operation. The problem of unsteady filtration is solved in the approximation of a single-phase fluid to simulate the fluid flow in the reservoir. The source method is used, which allows to simulate various well completion schemes, such as a vertical, horizontal well, or a well with single and multi-stage hydraulic fracturing, and provides high speed of calculations, which is critically important in the case of an integrated model. Well elements (casing, tubing and annulus) are modeled using a one-dimensional unsteady system of partial differential equations expressing the laws of conservation of the mass of the gas-liquid mixture components and the momentum of the mixture and energy in general. The mathematical model of a multiphase flow in a well takes into account heat and mass transfer, as well as the relative velocity of oil, associated water and gas. Downhole pumping equipment (electric centrifugal pump, submersible electric motor, gas separator) is built into the integrated model using its passport characteristics, which allow to calculate with other correlations the pressure difference, temperature and volumetric content of gas after the flow passes through its elements. The developed model was tested at one of the fields in Western Siberia to describe the periodic operation of wells equipped with an ECPU. A satisfactory correlation between the calculated parameters and production data was obtained, which showed the possibility of using the integrated model «reservoir – well – pump» not only to describe the current intermittent well operation, but also to optimize its parameters.

**Key words**

multiphase flow; mass transfer; oil production; unsteady model; electric centrifugal pump unit

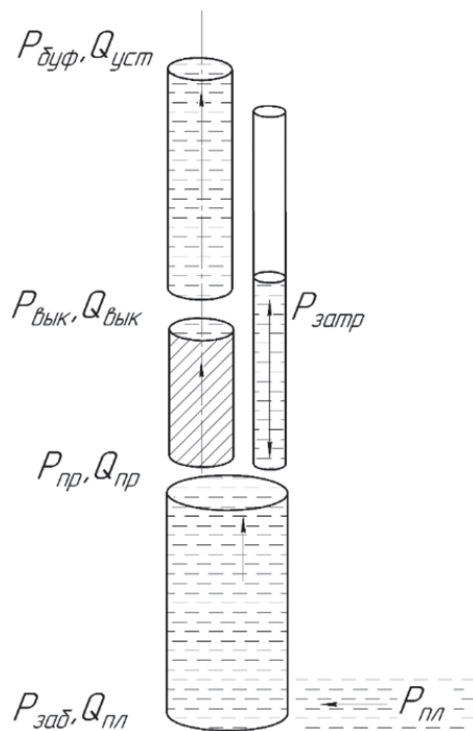
**Введение**

Эффективность эксплуатация скважины установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) и их надежность зависят от правильности выбранного режима работы оборудования. При некорректном выводе скважины на режим можно значительно снизить ресурс погружного оборудования или получить преждевременный отказ. При периодическом режиме работы скважины эффективность эксплуатации зависит от настройки параметров циклов откачки и накопления. Большинство имеющихся алгоритмов и моделей в составе специализированного программного обеспечения применяются для описания установившегося режима эксплуатации, поэтому технологический персонал часто вынужден самостоятельно подбирать параметры работы скважин при выводе на режим и периодической работе на основе полуэмпирического подхода. В этом отношении разработка модели скважины для неустановившегося режима работы, которая могла бы одновременно рассчитывать течение газожидкостного потока в скважине, работу глубинно-насосного оборудования и процессы, происходящие в призабойной зоне пласта, является актуальной.

Целью разработки интегрированной модели является построение связанной математической модели, объединяющей расчет течения скважинного флюида в следующих элементах:

- пласт;
- обсадная колонна;
- УЭЦН;
- насосно-компрессорные трубы;
- затрубное пространство.

Общая схема построения совместной модели и ее структурные элементы показаны на рисунке 1.



**Рисунок 1.** Основные параметры интегрированной модели

Пластовая жидкость фильтруется через пласт с заданным (постоянным или меняющимся во времени) давлением на контуре питания  $P_{пл}$  к забоя скважины. В пласте жидкость моделируется как однофазная среда с постоянной плотностью. Далее она через перфорационные отверстия попадает в скважину. На забое скважины приток жидкости равен  $Q_{пл}$ , давление равно  $P_{заб}$ . Здесь однофазная жидкость «превращается» в многофазный поток. При этом объемные доли газа и воды в жидкости пересчитываются через известные PVT-свойства среды. Далее многофазный поток по обсадной колонне движется снизу вверх к приему насоса. Расход жидкости перед УЭЦН немного изменяется за счет уменьшения давления и температуры потока и частичного разгазирования нефти. Давление на приеме насоса  $P_{пр}$ .

Перед насосом происходит разделение газа: одна его часть попадает на прием насоса, другая часть перераспределяется (за счет естественной сепарации и путем сепарации в газосепараторе) в затрубное пространство скважины. Жидкость в точке подвеса насоса с расходом  $Q_{пр}$  разделяется на два потока, один из которых поступает в насос ( $Q_{вык}$ ), а второй — в затруб скважины ( $Q_{затр}$ ). Особенностью неустановившегося режима при периодической эксплуатации [1], которая отличает его, например, от процесса вывода на режим, является то, что направление потока жидкости в затрубном пространстве в ходе одного цикла откачки-накопления изменяется.

В насосе происходит увеличение давления газожидкостной смеси от  $P_{пр}$  до  $P_{вык}$  и температуры за счет дополнительного нагрева в насосе (ранее пластовая жидкость частично нагревается после обтекания погружного электродвигателя). Соответственно меняется и значение расхода жидкости на выкиде УЭЦН  $Q_{вык}$  по сравнению с ее расходом перед установкой  $Q_{пр}$ . Далее многофазный поток направляется к устью скважины. Параметры на устье равны  $P_{буф}$  и  $Q_{уст}$ .

При описании нестационарных процессов в скважине граничными условиями являются пластовое, буферное и затрубное давления. Остальные параметры ( $Q_{пл}$ ,  $Q_{пр}$ ,  $Q_{вык}$ ,  $Q_{затр}$ ,  $Q_{уст}$ ,  $P_{заб}$ ,  $P_{пр}$ ,  $P_{вык}$ ) неизвестны и должны быть определены в каждый момент времени после запуска скважины с учетом известного режима оборудования (частота питающего напряжения электродвигателя, длительности

циклов откачки и накопления). При этом согласно физическим принципам, на основе которых построена интегрированная модель, давления и расходы должны быть непрерывны в местах сочленения элементов модели (забой, прием и выкид насоса). В последующих разделах приводятся основные положения моделей пласта, скважины и насосного оборудования и результаты тестирования интегрированной модели.

### Модель пласта

Для описания нестационарного процесса вывода скважины на режим или периодического режима эксплуатации необходимым требованием для интегрированной модели является высокая скорость расчета при приемлемой точности. С учетом этого требования для моделирования пласта был выбран метод источников [2]. Он позволяет, с одной стороны, свести все модельные уравнения к системе обыкновенных дифференциальных уравнений, которая может быть легко интегрируема, с другой стороны, моделировать различные схемы заканчивания от обычной вертикальной скважины до горизонтальной скважины с многостадийным гидроразрывом пласта.

Принцип метода источников поясним на примере моделирования притока к вертикальной скважине. Уравнение для распределения давления с начальными и граничными условиями имеет вид:

$$\begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) &= \lambda \frac{\partial P}{\partial t}, \\ P(r, 0) &= P(\infty, t) = P_0, \\ P(r_c, t) &= P_c, \end{aligned} \quad (1)$$

где  $r$  — радиальная координата;  $\lambda = \frac{K}{m\mu C}$  — коэффициент пьезопроводности, выраженный через проницаемость  $K$ , пористость  $m$ , вязкость жидкости  $\mu$  и сжимаемость  $C$ .

В общей постановке аналитическое решение для распределения давления, а соответственно и для дебита жидкости, получить не удастся. В то же время, если для скважины задана динамика дебита жидкости, выраженная на основании закона Дарси, то задача сводится к отысканию функции  $q(t)$  из интегрального уравнения Дюамеля [2]:

$$P_c - P_0 = \frac{\mu}{4\pi Kh} \int_0^t \frac{q(\tau) e^{-\frac{r_c^2}{4\lambda(t-\tau)}}}{t-\tau} d\tau. \quad (2)$$

В предположении, что дебит жидкости является кусочно-постоянной функцией, трудно получить рекуррентную формулу для

$$q^n = \frac{\frac{4\pi Kh(P_c - P_0)}{\mu} - \sum_{k=1}^{n-1} q^k \left[ Ei\left(-\frac{b}{n+1-k}\right) - Ei\left(-\frac{b}{n-k}\right) \right]}{Ei(-b)}, \quad b = \frac{r_c^2}{4\lambda\Delta t}. \quad (3)$$

Используя принцип суперпозиции, что обеспечивается линейностью уравнения пьезопроводности (1), аналогично можно рассчитать динамику нестационарных дебитов для системы из  $N$  скважин. При этом на каждом временном шаге решается система линейных алгебраических уравнений относительно текущих дебитов скважин:

$$\frac{4\pi Kh}{\mu} [P(x, y, t) - P_0] = \sum_i^N \int_0^t \frac{q_i(\tau) e^{-\frac{r_i^2}{4\lambda(t-\tau)}}}{t-\tau} d\tau, \quad (4)$$

где  $r_i$  — расстояние от скважины с номером  $i$  до точки  $(x, y)$ ,  $r_i^2 = (x - x_i)^2 + (y - y_i)^2$ .

Предполагая, как и ранее, что изменение дебитов жидкости во времени описывается кусочно-постоянными функциями, заменяем интеграл в правой части уравнения на конечную сумму по интервалам времени. Значения дебитов жидкости определяются по заданным забойным давлениям на источниках. Выделяя текущие дебиты скважин, получим:

$$\sum_i^N q_i^n Ei\left(-\frac{br_{ij}^2}{r_c^2}\right) = \frac{4\pi Kh}{\mu} [P_{c,j}^n - P_0] - \sum_i^N \left\{ \sum_{k=1}^{n-1} q_i^k \left[ Ei\left(-\frac{br_{ij}^2}{(n+1-k)r_c^2}\right) - Ei\left(-\frac{br_{ij}^2}{(n-k)r_c^2}\right) \right] \right\}, \quad j = 1 \dots N, \quad (5)$$

где  $r_{ij}$  — расстояние между скважинами  $i$  и  $j$ ,  $r_{jj} = r_c$ .

Уравнение (5) позволяет последовательно во времени определить динамику дебитов всех источников. При этом матрица коэффициентов при неизвестных дебитах остается

последовательного расчета дебита жидкости во времени:

постоянной. Изменяются только свободные члены в правой части.

Если скважина содержит трещину от проведения гидроразрыва пласта (ГРП) с конечной проводимостью, то система уравнений должна быть дополнена системой уравнений по расчету забойных давлений на источниках, имитирующих трещины. Пусть трещина ГРП имитируется с помощью  $2N_{грп} + 1$  скважин (рисунок 2) с расстояниями между ними  $a = L/N_{грп}$ , где  $L$  — полудлина трещины. Трещина ГРП имеет проводимость  $K_f$  и раскрытость  $w_f$ .

Предполагая линейный закон движения жидкости в трещине, в соответствии с законом Дарси можем записать:

$$P(x_2) - P(x_1) = -\frac{\mu}{K_f w_f h} \int_{x_1}^{x_2} Q(x) dx, \quad (6)$$

где  $Q$  — объемный расход жидкости для сечения трещины с координатой  $x$ .

Приняв  $x_1 = ia$ ,  $x_2 = (i+1)a$  — два соседних источника для трещины ГРП, где  $a = L/N_{грп}$ , получим связь забойных давлений для этих источников:

$$P_{c,i+1} - P_{c,i} = -\frac{\mu}{K_f w_f h} \left[ x_{i+1} Q(x_{i+1}) - x_i Q(x_i) + \int_{x_i}^{x_{i+1}} x \rho_q(x) dx \right]. \quad (7)$$

Переходя от давления  $P$  к функции  $U$  и учитывая, что  $a \int_{i-0.5}^{i+0.5} \rho_q(y) dy = q_i$ , можно получить явное выражение забойного давления на произвольном источнике:

$$U_{c,i+1} = U_{c,0} - \frac{4\pi}{N_{грп} F_{cd}} \left[ \sum_{v=1}^i v q_v + (i+1) \sum_{v=i+1}^{N_{грп}} q_v + \frac{q_0 - q_{i+1}}{8} \right]. \quad (8)$$

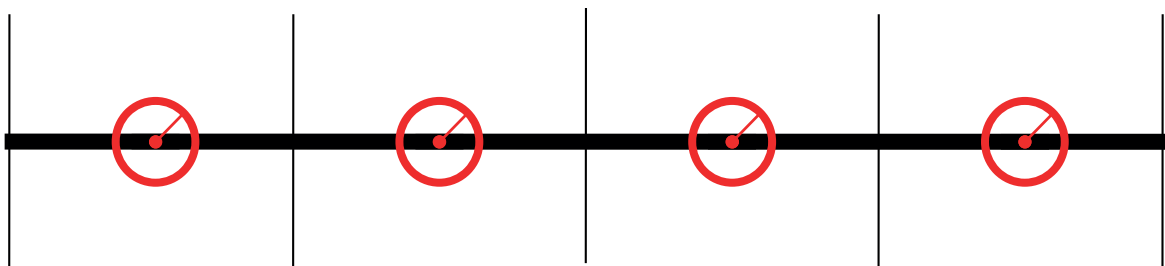


Рисунок 2. Замена линейного объекта на систему связанных источников



Кроме трещин ГРП метод источников позволяет моделировать такие линейные объекты, как горизонтальные скважины и границы постоянного давления [3]. Вдоль данных объектов также проводится расстановка источников. При этом в предположении, что они являются бесконечно проводимыми, потери давления между соседними источниками можно приравнять нулю.

**Модель скважины**

Для описания течения газожидкостной смеси в наклонной добывающей скважине используется система одномерных дифференциальных уравнений, где уравнения сохранения массы записываются для каждой фазы отдельно, а уравнения сохранения количества движения и энергии решаются для смеси в целом [4, 5]:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_g \rho_g) + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha_g \rho_g u_g) = \Gamma; \tag{9}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}((1-\alpha_g)n\rho_w) + \frac{\partial}{\partial x}((1-\alpha_g)n\rho_w u_w) = 0; \tag{10}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}((1-\alpha_g)(1-n)\rho_o) + \frac{\partial}{\partial x}((1-\alpha_g)(1-n)\rho_o u_o) = -\Gamma; \tag{11}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_g \rho_g u_g + (1-\alpha_g)\rho_l u_l) + \frac{\partial}{\partial x}(\alpha_g \rho_g u_g^2 + (1-\alpha_g)\rho_l u_l^2) = \tag{12}$$

$$= -\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\tau S}{A} - (\alpha_g \rho_g + (1-\alpha_g)\rho_l)g \cos \theta, \\ \rho c_v \left( \frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + q. \tag{13}$$

Здесь  $x$  — координата по длине трубы (м);  $\alpha_g$  — объемное содержание газа в смеси;  $n$  — объемная доля воды в жидкости;  $\rho_g, \rho_o, \rho_w = 1000$  кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_l = n\rho_w + (1-n)\rho_o$  — плотности газа, нефти, воды и жидкости соответственно (кг/м<sup>3</sup>),  $u_g, u_o, u_w$  и  $u_l = \frac{n\rho_w u_w + (1-n)\rho_o u_o}{\rho_l}$  — скорости газа, нефти, воды и жидкости (м/с);  $\Gamma$  — массовый приток за счет фазовых превращений в системе «газ — нефть» (кг/(м<sup>3</sup>·с));  $p$  — давление, одинаковое для всех составляющих среды по сечению трубы (Па);  $S$  и  $A$  — периметр (м) и площадь поперечного сечения элемента трубы (м<sup>2</sup>);  $\theta$  — угол наклона трубопровода к вертикали;  $\tau$  — касательное напряжение на стенке трубы для смеси в целом (Па);  $c_v, \lambda$  — удельная теплоемкость (Дж/(кг·К)) и коэффициент теплопроводности смеси (Дж/(м·с·К));  $q$  — тепловой поток за счет теплообмена со стенкой трубы (Дж/(м<sup>3</sup>·с));  $\rho = \alpha_g \rho_g + (1-\alpha_g)\rho_l$  и  $u = \alpha_g u_g + (1-\alpha_g)u_l$  — плотность (кг/м<sup>3</sup>) и скорость смеси (м/с).

Для замыкания системы уравнений (9)–(13) вводятся соотношения между скоро-

стями газа, компонентов жидкостной смеси, жидкости и смеси в целом:

$$u_g = C_0 u_l + u_\infty, u_o = C'_0 u_l + u'_\infty, \tag{14}$$

где  $C_0, C'_0, u_\infty$  и  $u'_\infty$  — коэффициенты, зависящие от режима течения (пузырьковый-снарядный) для газа и жидкости [6], либо определяемые экспериментально в случае нефти и воды. Кроме этого в качестве вспомогательных уравнений используются уравнения состояния нефти и газа и PVT-корреляции компонентов газожидкостной смеси [6].

**Модель УЭЦН**

Суммарная длина подземной части установки электроцентробежного насоса, включающей насос, погружной электродвигатель (ПЭД), гидрозащиту и газосепаратор, как правило, составляет не более 20–30 м, или порядка 1 % от длины колонны насосно-компрессорных труб (НКТ). Поэтому в масштабе времени, при котором наблюдаются заметные изменения параметров газожидкостного потока в НКТ, можно считать, что обтекание потоком элементов УЭЦН происходит мгновенно. Исходя из сказанного можно полагать, что параметры многофазного потока (давление, температура, скорость, объемная доля газа в смеси и воды в жидкости) в любом сечении подземной части УЭЦН (на выходе ПЭД, на приеме насоса, на выкиде насоса) являются однозначными функциями параметров среды на входе в кольцевое пространство между двигателем и обсадной колонной (сечение 1 на рисунке 3).

В пространстве между сечениями 1 и 2 происходит обтекание пластовой жидкостью ПЭД, при этом температура жидкости увеличивается, а давление не изменяется.

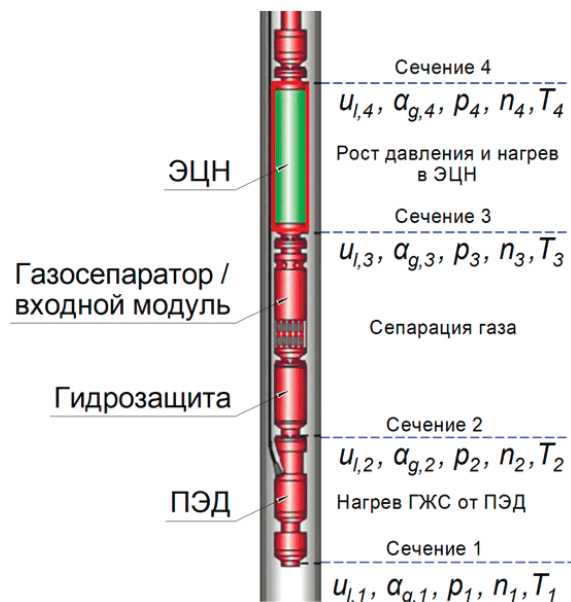


Рисунок 3. Схема расчета УЭЦН

Зависимости, позволяющие определить нагрев жидкости и ПЭД, приведены в работах [7, 8]. После расчета давления и температуры на выходе ПЭД определяются остальные параметры многофазного потока. Их значения следуют из законов сохранения массы газа, воды и нефти, записанных на входе и выходе из ПЭД в предположении, что диаметр проходного сечения остается неизменным.

В пространстве между сечениями 2 и 3 происходит отделение части свободного газа за счет сепарации: естественной и искусственной (в газосепараторе при его наличии). Коэффициент сепарации газосепаратора определяется из его сепарационной характеристики, коэффициент естественной сепарации зависит от параметров многофазного потока и геометрии подземной части УЭЦН и рассчитывается по зависимостям, приведенным в работах [9, 10]. Изменения давления и температуры в сечениях 2–3 не происходит.

Наконец, в пространстве между сечениями 3 и 4, где расположен ЭЦН, происходят одновременный рост давления газожидкостной смеси и ее нагрев. При этом скачок давления определяется с помощью расходно-напорной характеристики насоса с учетом деградации из-за влияния газа, вязкости смеси и износа рабочих органов [11, 12]. При расчете перепада давлений и температур в ЭЦН расчет проводится суммированием напоров и температур после каждой ступени. Остальные параметры определяются из уравнений сохранения массы и количества движения.

#### Интеграция моделей

Описанные выше модели пласта, скважины и подземного оборудования объединяются в единую интегрированную модель.

Будем считать, что в начальный момент времени жидкость в скважине покоится, а приток из пласта отсутствует. В этом случае забойное давление  $P_{заб}$  будет равно давлению на контуре питания  $P_{пл}$ , распределение давления в стволе скважины подчиняется гидростатическому закону, а градиент температуры в скважине равен геотермальному.

После запуска ЭЦН в периодическом режиме начинается попеременное чередование циклов откачки и накопления, давления на приеме и забое постепенно снижаются, пластовая жидкость поступает из пласта. С течением времени устанавливается квазиустановившийся режим эксплуатации скважины, когда суммарный приток из пласта за время

полного цикла откачки-накопления равен дебиту жидкости, который отбирает насос за время циклов откачки. Алгоритм решения задачи на каждом новом  $n+1$ -ом временном шаге строится следующим образом (рисунок 1).

- 1) Считаем, что известны все значения переменных параметров на временном шаге  $n$ .
- 2) С учетом известных значений  $P_{пл}$  и  $P_{заб}^n$  определяем приток жидкости из пласта на шаге  $n+1$   $Q_{пл}^{n+1}$ .
- 3) С учетом найденного значения  $Q_{пл}^{n+1}$  и  $P_{нпр}$  находим  $Q_{нпр}^{n+1}$ .
- 4) С учетом известного  $P_{затр}$  и  $P_{нпр}^n$  находим  $Q_{затр}^{n+1}$ .
- 5) Из значений  $Q_{нпр}^{n+1}$ ,  $Q_{затр}^{n+1}$  и  $P_{вык}^n$  находим  $Q_{вык}^{n+1}$ .
- 6) Из  $Q_{вык}^{n+1}$  и  $P_{буф}$  находим  $Q_{уст}^{n+1}$ .
- 7) Из  $Q_{вык}^{n+1}$  и  $P_{буф}$  находим  $P_{вык}^{n+1}$ .
- 8) Из  $Q_{нпр}^{n+1}$  и  $P_{вык}^{n+1}$  находим  $P_{нпр}^{n+1}$ .
- 9) Из  $Q_{пл}^{n+1}$  и  $P_{нпр}^{n+1}$  находим  $P_{заб}^{n+1}$ .

Здесь шаги 2)–6) представляют собой прямой ход, во время которого вычисляются расходы жидкости в различных сечениях скважины, шаги 7)–9) – обратный ход, во время которого вычисляются давления. Алгоритм выполняется до тех пор, пока не будет достигнут квазиустановившийся режим.

#### Тестирование интегрированной модели

Тестирование интегрированной модели проводилось на выборке скважин одного из месторождений Западной Сибири, работающих в периодическом режиме. Тестирование проводилось следующим образом:

— выделялся период времени, в течение которого скважина работала в устойчивом периодическом режиме;

— импортировались данные скважины (геометрия, параметры пласта, РVT-свойства флюида, расходно-напорная характеристика ЭЦН, периоды откачки/накопления);

— уточнялись параметры пласта и деградация напора ЭЦН таким образом, чтобы среднее расчетное давление на приеме ЭЦН и дебит жидкости после выхода скважины на установившийся периодический режим работы совпадали с замерными значениями;

— проводилось сравнение расчетной и измеренной амплитуды и формы давления на приеме.

Для примера на рисунке 4 показано сравнение расчетного и замерного давлений на приеме в течение одного цикла откачки и накопления для скважины, которая эксплуатировалась ЭЦН45-2190 в различных периодиче-

ских режимах: 120 мин/180 мин, 35 мин/25 мин и 120 мин/120 мин, где первое число обозначает длительность цикла откачки, а второе — длительность цикла накопления. Для этих

случаев расчетный перепад давлений на приеме в среднем на 1,5 атм выше, чем замерной.

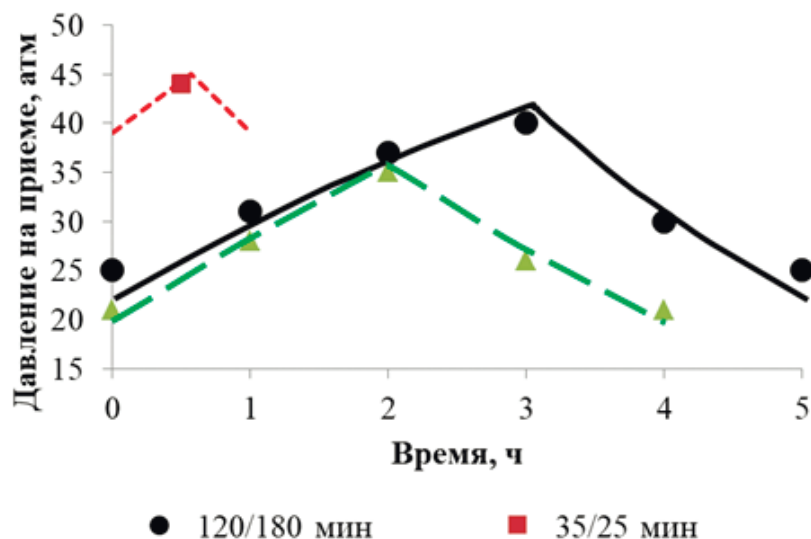


Рисунок 4. Сравнение расчетного (линия) и замерного (точки) давления на приеме для анализируемой скважины

В таблице 1 представлены результаты сравнения фактических и расчетных значений амплитуды давлений на приеме для выборки из 10 скважин, работающих в периодическом режиме. Как следует из таблицы 1, расчетная амплитуда

давлений хорошо согласуется с замерной. Исключение составляет только скважина 3, на которой была выявлена негерметичность обратного клапана, поэтому во время накопления жидкость из НКТ сливалась обратно в скважину.

Таблица 1. Результаты расчетов на выборке скважин

Скв.	Режим (мин)	$\Delta P_{пр}$ , атм (факт)	$\Delta P_{пр}$ , атм (расчет)	Отклонение, %	Прогнозный режим (мин)	$\Delta Q_{ж}$ , м <sup>3</sup> /сут	$\Delta Q_{н}$ , м <sup>3</sup> /сут
1	120/240	39	35	9	7/5	5,5	4,3
2	120/180	16	20	25	11/13	0,2	0,1
3	90/180	28	45	61*	8/9	17,9	14,7
4	20/40	8	9	12	12/21	0,2	0,2
5	17/43	4	4	0	11/26	—	—
6	10/50	6	5	17	3/9	0,4	0,3
7	11/50	3	3	0	4/16	0,1	—
8	25/35	4	5	25	8/7	0,8	0,7
9	20/40	6	7	17	4/6	0,4	0,3
10	240/120	21	21	0	постоянный	5,3	1,4

Примечание.

\* — неисправный обратный клапан.

Помимо адаптации текущего периодического режима проводился расчет оптимального. Последний выбирался из условия достижения одного из двух критериев: погружение под динамический уровень 100 м и доля свободного газа на приеме насоса 20 %. Как показали расчеты, средний потенциальный прирост дебита нефти составил 5 % от текущего, при этом одна из скважин была рекомендована к переводу в постоянный режим эксплуатации.

**Выводы**

На основе проведенных в настоящей работе исследований можно сделать следующие выводы.

1) Разработана интегрированная модель «пласт – скважина – насос», позволяющая описывать нестационарный режим работы нефтяной скважины, в частности режим периодической эксплуатации скважин с УЭЦН. Она позволяет моделировать приток жидкости к скважине и течение флюида в ее элементах во

время циклов периодического включения и выключения насосной установки.

2) Проведенное тестирование показало, что модель адекватно описывает промышленные данные. Кроме этого она может

быть использована для оптимизации периодического режима работы скважин, потенциальный прирост добычи нефти которых составляет порядка 5 % от текущих уровней.

#### СПИСОК ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Волков М.Г. Оптимизация периодического режима эксплуатации малодобитных скважин // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15. № 1. С. 70–74.

2. Щелкачев В.Н., Лапук Б.В. Подземная гидравлика. М.-Л.: Гостоптехиздат, 1949. 525 с.

3. Джоши С.Д. Основы теории горизонтальной скважины. Краснодар: Сов. Кубань, 2003. 155 с.

4. Wallis G.B. *One-Dimensional Two-Phase Flow*. New York: McGraw-Hill Book Co. Inc., 1969. 408 p.

5. Топольников А.С., Болотнова Р.Х., Бузина В.А., Агишева У.О. Математическое моделирование динамических процессов в нефтедобывающей скважине // Вопросы современной науки и практики. Университет им. В.И. Вернадского. 2014. № 4 (54). С. 112–118.

6. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2006. 384 с.

7. Язков А.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин с электроцентробежными насосами в условиях многофазного флюида за счет регулирования теплового режима: дис. ... канд. техн. наук. Тюмень: ТГУ, 2017. 106 с.

8. Волков М.Г. Моделирование процесса переноса тепла от погружного электродвигателя к обтекающему потоку скважинной продукции в условиях интенсивного отложения солей // Нефтяное хозяйство. 2018. № 7. С. 104–109. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-104-109.

9. Marquez M. *Modeling Downhole Natural Separation: Doct. Philosophy Sci. Diss.* Tulsa: The University of Tulsa, 2004.

10. Волков М.Г. Методика расчёта коэффициента естественной сепарации в процессе освоения нефтедобывающей скважины // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14. № 4. С. 45–49.

11. Duran J., Prado M.G. ESP Stages Air-Water Two-Phase Performance — Modelling and Experimental Data // Society of Petroleum Engineers. 2004. SPE-87627-MS.

12. Stepanoff A.J. *Centrifugal and Axial Flow Pumps: Theory, Design and Application*. New York: John Wiley and Sons, 1957. 462 p.

2. Shchelkachev V.N., Lapuk B.V. *Podzemnaya gidravlika* [Underground Hydraulics]. Moscow-Leningrad, Gostoptekhizdat Publ., 1949. 525 p. [in Russian].

3. Joshi S.D. *Osnovy teorii gorizont'noi skvazhiny* [Horizontal Well Technology]. Krasnodar, Sov. Kuban' Publ., 2003. 155 p. [in Russian].

4. Wallis G.B. *One-Dimensional Two-Phase Flow*. New York, McGraw-Hill Book Co. Inc., 1969. 408 p.

5. Topol'nikov A.S., Bolotnova R.Kh., Buzina V.A., Agisheva U.O. Matematicheskoe modelirovanie dinamicheskikh protsessov v nefte dobyvayushchei skvazhine [Mathematical Modeling of Dynamic Processes in Oil Wells]. *Voprosy sovremennoi nauki i praktiki. Universitet im. V.I. Vernadskogo — Problems of Contemporary Science and Practice. Vernadsky University*, 2014, No. 4 (54), pp. 112–118. [in Russian].

6. Brill Dzh.P., Mukerdzhi Kh. *Mnogofaznyi potok v skvazhinakh* [Multiphase Flow in Wells Richardson]. Izhevsk, Institut komp'yuternykh tekhnologii Publ., 2006. 384 p. [in Russian].

7. Yazkov A.V. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsii skvazhin s elektrosentrobezhnymi nasosami v usloviyakh mnogofaznogo flyuida za schet regulirovaniya teplovogo rezhima: dis. kand. tekhn. nauk* [Improving the Efficiency of Wells Operation with Electric Centrifugal Pumps in Multiphase Fluid Conditions by Regulating the Thermal Regime: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Tyumen, TGU Publ., 2017. 106 p. [in Russian].

8. Volkov M.G. Modelirovanie protsessa perenosa tepla ot pogruzhnogo elektrodvigatelya k obte kayushchemu potoku skvazhinnoi produktsii v usloviyakh intensivnogo otlozheniya solei [Modeling Heat Transfer Process from a Submersible Electric Motor to Flowing Producing Fluid at Intensive Scaling Conditions]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 2018, No. 7, pp. 104–109. DOI: 10.24887/0028-2448-2018-7-104-109. [in Russian].

9. Marquez M. *Modeling Downhole Natural Separation: Doct. Philosophy Sci. Diss.* Tulsa, The University of Tulsa, 2004.

10. Volkov M.G. Metodika rascheta koeffitsienta estestvennoi separatsii v protsesse osvoeniya nefte dobyvayushchei skvazhiny [The Methodology Calculation Natural Gas Separation Efficiency during Well Startup Phase]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2016, Vol. 14, No. 4, pp. 45–49. [in Russian].

11. Duran J., Prado M.G. ESP Stages Air-Water Two-Phase Performance — Modelling and Experimental Data. *Society of Petroleum Engineers*, 2004, SPE-87627-MS.

12. Stepanoff A.J. *Centrifugal and Axial Flow Pumps: Theory, Design and Application*. New York, John Wiley and Sons, 1957. 462 p.

#### REFERENCES

1. Volkov M.G. Optimizatsiya periodicheskogo rezhima ekspluatatsii malodebitnykh skvazhin [Optimization of Low Productivity Wells Cyclic Operating]. *Neftegazovoe delo — Petroleum Engineering*, 2017, Vol. 15, No. 1, pp. 70–74. [in Russian].



СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ  
ABOUT THE AUTHORS

**Пашали Александр Андреевич**, канд. техн. наук, директор департамента научно-технического развития и инноваций, ПАО НК «Роснефть», г. Москва, Российская Федерация

**Aleksandr A. Pashali**, Candidate of Engineering Sciences, Director of Scientific and Technological Development and Innovations Department, NK «Rosneft» PJSC, Moscow, Russian Federation

e-mail: a\_pashali@rosneft.ru

**Халфин Рузиль Сагыйтович**, начальник управления цифровой трансформации производственных процессов, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

**Ruzil S. Khalfin**, Head of Digital Transformation of Production Processes Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: KhalfinRS@bnipi.rosneft.ru

**Сильнов Денис Владимирович**, начальник отдела цифровой трансформации комплексного управления активом, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

**Denis V. Silnov**, Head of Digital Transformation of Complex Asset Management Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: SilnovDV@bnipi.rosneft.ru

**Топольников Андрей Сергеевич**, канд. физ.-мат. наук, эксперт отдела цифровой трансформации комплексного управления активом, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

**Andrey S. Topolnikov**, Candidate of Physical and Mathematical Sciences, Expert of Digital Transformation of Complex Asset Management Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: TopolnikovAS@bnipi.rosneft.ru

**Латыпов Булат Маратович**, канд. техн. наук, главный специалист отдела цифровой трансформации комплексного управления активом, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

**Bulat M. Latypov**, Candidate of Engineering Sciences, Chief Specialist of Digital Transformation of Complex Asset Management Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: LatypovBM@bnipi.rosneft.ru

**Уразаков Камил Рахматуллович**, д-р. техн. наук, главный специалист отдела научной поддержки ГРП, ООО «РН-БашНИПИнефть», г. Уфа, Российская Федерация

**Kamil R. Urazakov**, Doctor of Engineering Sciences, Chief Specialist of Scientific Support for Hydraulic Fracturing Department, RN-BashNIPIneft LLC, Ufa, Russian Federation

e-mail: UrazakovKR@bnipi.rosneft.ru