ДАВЛЕНИЕ И ПЛОТНОСТЬ СМЕСИ — ПАРАМЕТРЫ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ РАБОТЫ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

PRESSURE AND DENSITY OF THE BLEND — PARAMETERS OF THE CONTROL SYSTEM AND OIL WELL OPERATION PROCESS

Н. Н. Алаева
Natalya N. Alaeva

Альметьевский государственный
нефтяной институт,
г. Альметьевск,
Российская Федерация

Almetyevsk State Oil Institute,
Almetyevsk, Russian Federation

Ю. Б. Томус
Yurii B. Tomus

Альметьевский государственный
нефтяной институт,
г. Альметьевск,
Российская Федерация

Almetyevsk State Oil Institute,
Almetyevsk, Russian Federation

Е. Б. Думлер
Elena B. Dumler

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

При эксплуатации нефтедобывающих скважин знание достоверных значений давления и плотности смеси, а также характер их распределения по длине подъемных труб позволяют выбрать наиболее эффективный способ нефтеизвлечения и определить оптимальный режим работы скважин. В статье рассматривается структурная схема малодебитной скважины, эксплуатируемой с помощью регулируемого насоса, разделенная на три участка: забой — прием насоса, насосно-компрессорные трубы (НКТ), межтрубное пространство. Изучается зависимость давления и плотности смеси от глубины нефтедобывающей скважины как одна из существенных составляющих алгоритма управления процессом нефтедобычи, которая для разных способов подъема продукции на поверхность имеет свои особенности. Результаты исследований изменения плотности нефтегазовой смеси в НКТ и в межтрубном пространстве, а также изменения плотности нефтеводяной смеси на участке забой — прием насоса свидетельствуют о необходимости измерения давления в скважине в нескольких точках. Другими словами, необходимым и достаточным условием информационного обеспечения является установка дистанционных стационарных манометров на входе и выкиде глубинного насоса, а также внутри НКТ и межтрубного пространства нефтедобывающей скважины с целью применения их в системах контроля и управления процессом нефтедобычи. Предложено устройство для одновременного измерения давления внутри НКТ и межтрубного пространства с возможностью его установки в нескольких контрольных точках ствола нефтедобывающей скважины. Внедрение предлагаемого устройства с целью оперативного управления режимом работы нефтедобывающей скважины приведет к ее эффективной эксплуатации и увеличению дебита нефти.

During operation of oil-producing wells, knowledge of reliable values of the pressure and density of the blend, as well as the nature of their distribution along the tubing length, allows to choose the most effective method of oil recovery and determine the optimal mode of operation of the well. The article studies the structural diagram of a depleted well serviced with a variable speed pump, which is divided into three sections: bottom hole — suction of the pump, production string (tubing), and tubular annulus. The article also considers the dependence of the pressure and density of the blend on the oil-producing wells depth as one of the algorithm essential components for controlling the oil production process, which has its own characteristics for different ways of lifting products to the surface. The study results of changes in the oil, gas and water blend density

Ключевые слова

плотность; давление;
уровень; управление;
насос (ЭЦН, ШГН); скважина

Key words

density; pressure;
level; control; pump
(ESP, sucker rod pump); well

in the tubing and in the tubular annulus, as well as changes in the oil and water blend density in the section of the bottom hole — suction of the pump indicate the need to measure pressure at the wellsite at several points. In other words, installation of remote stationary pressure indicators at the inlet and outlet of the downhole pump is a necessary and sufficient condition for information support, as well as inside of the tubing and tubular annulus of an oil production wells in order to apply them to the systems for monitoring and controlling the process of oil production. A device for measuring pressures inside the tubing and tubular annulus with the its installation possibility in several control points in an oil wellbore is proposed. The proposed device introduction for the purpose of the operational management of the production wellsite operation mode will lead to its effective operation and an increase in the oil flow rate.

Автоматическое управление режимом работы добывающей скважины осуществляется на основании оценки положения рабочей точки системы управления на индикаторной кривой (кривой зависимости дебита продукции от депрессии) с тем, чтобы по максимуму дебита продукции при минимуме обводненности или энергопотребления определить величину и знак управляющего воздействия (энергии на исполнительный механизм), прямо влияющего на значение депрессии.

Другими словами, индикаторная кривая [1] является уравнением управления в системе автоматизации добывающей скважины, параметры которого необходимо определять в режиме реального времени:

$$Q_n = K(P_{nl} - P_{зab})^n, \quad (1)$$

где Q_n — дебит жидкости, м³/с;

K — коэффициент продуктивности;

P_{nl} — пластовое давление, Па;

$P_{зab}$ — забойное давление, Па;

n — коэффициент нелинейности индикаторной кривой (при $n=1$ индикаторная кривая прямолинейна, при $1 > n > S$ — с искривлением в сторону оси P , при $n > 1$ — с искривлением в сторону оси Q_n).

Постановка задачи

При добыче нефти из скважин знание достоверных значений давления и плотности смеси, а также характера их распределения по длине подъемных труб позволяет выбрать наиболее эффективный способ нефтеизвлечения и определить оптимальный режим работы скважины. Применение систем управления с использованием манометрических измерений в реальном времени является необходимым условием для оперативного управления режимом работы скважины с целью ее эффективной эксплуатации.

Зависимость дебита от давления и плотности смеси

При проектировании системы управления начальные значения параметров уравнения (1)

можно взять из постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГТМ) с тем, чтобы в дальнейшем при оперативном мониторинге процесса нефтедобычи измерять или рассчитывать их текущие значения. При этом внутри интервала времени между двумя соседними пересчетами выходных параметров ПДГТМ значения характеристик пласта (P_{nl} , K , температура T) в уравнении (1) можно либо зафиксировать, либо изменять по упрощенной модели для данного участка залежи на основании измеряемых данных.

Данный алгоритм показывает необходимость получения достоверных измеренных (или рассчитанных) значений забойного давления. Забойное давление определяется высотой столба жидкости и ее плотностью (рисунок 1).

При $Q_n = 0$:

$$P_{зab} = g \cdot \rho_{cp} \cdot (H_c - H_{cm}) = g \cdot (\rho_n H_n + \rho_v H_v); \quad (2)$$

$$H_{жс} = H_n + H_v = H_{cm}; \quad (3)$$

$$P_{зab} = g \cdot \rho_{cp} \cdot H_{cm} = P_{nl}. \quad (4)$$

При $Q_n \neq 0$:

$$H_{жс} = H_n + H_v = H_{дин}; \quad (5)$$

$$P_{зab} = g \cdot \rho_{cp} \cdot H_{дин}, \quad (6)$$

где ρ_{cp} — усредненная плотность нефтегазовой (НВГ) смеси, кг/м³;

ρ_n — плотность нефти, кг/м³;

ρ_v — плотность воды, кг/м³;

H_c — глубина скважины, м;

H_n — уровень нефти, м;

H_v — уровень воды, м;

$H_{жс}$ — уровень жидкости, м;

H_{cm} — статический уровень, м;

$H_{дин}$ — динамический уровень, м.

Таким образом, изучение зависимости плотности от глубины — одна из существенных составляющих указанного выше алгоритма, которая для разных способов подъема продукции на поверхность имеет свои особенности [2]. При этом в скважине осуществля-

ются два потока жидкости: восходящий поток, движущийся от насоса до устья по НКТ Q_n , и поток Q_2 , поступающий в межтрубное пространство или откачиваемый из него.

Рассмотрим малodeбитную скважину (с дебитом 1–20 м³/сут), эксплуатируемую с помощью регулируемого насоса (штанговый глубинный (ШГН) или электроцентробежный (ЭЦН)). Расчетная схема такой скважины представлена на рисунке 1. Структурно данную схему можно разделить на три участка: I, II, III. Условимся считать (для простоты анализа), что забойное давление $P_{заб}$ на участке I превышает давление насыщения нефти газом $P_{нас}$, и из пласта в скважину поступает нефть и вода без свободного газа, т.е. нефтеводная (НВ) смесь.

При поступлении НВ смеси в межтрубное пространство (при $P_{заб} > P_{нас}$) свободный газ в межтрубье (участок II) не попадает, т.к. на участке забой — прием насоса он полностью растворен в нефти. Однако на некоторой высоте межтрубного пространства, при достижении давления ниже давления насыщения $P_{нас}$, начинает выделяться растворенный газ, и образуется нефтевогазовая (НВГ) смесь.

При движении жидкости по НКТ (участок III) от забоя к устью давление уменьшается и аналогично участку II на некоторой высоте, где давление ниже давления насыщения $P_{нас}$, также начинает выделяться растворенный газ, причем чем меньше давление, тем больше газа выделяется. Таким образом, происходит образование НВГ смеси и в НКТ.

В исходном состоянии, до включения насоса, уровень жидкости в скважине равен статическому $H_{ст}$ (3), забойное давление $P_{заб}$ равно пластовому $P_{пл}$ (4), а жидкость разделена на две фазы: сверху — безводная, отсепарированная нефть, занимающая по высоте интервал H_n , а внизу — пластовая вода на интервале H_v (рисунок 1). В дальнейшем при попадании газированной нефти в межтрубье газ выделяется в пространство над нефтью и с ростом давления P_z в межтрубье на устье скважины периодически сбрасывается через обратный клапан в сборный коллектор. Водонефтяной раздел (ВНР), переходная зона вода — нефть, для малodeбитной скважины, как правило, находится выше приема насоса, а для высокодебитной скважины — ниже

I — участок от забоя до приема насоса; II — участок от приема насоса до устья скважины по межтрубному пространству; III — участок от приема насоса до устья по НКТ (подъемный лифт); $P_{вык}$ — давление на выкиде насоса; $P_{пр}$ — давление на приеме насоса; P_z — давление в межтрубье на устье скважины; P_y — давление в НКТ на устье скважины; $P_{нас}$ — давление насыщения нефти газом

Рисунок 1. Схема добывающей малodeбитной скважины

приема насоса. Статический уровень жидкости ($H_{cm} = H_n + H_g$) может быть измерен (например эхолотом или счетчиком глубины при спуске НКТ) перед включением насоса. Это дает в уравнении управления (1) текущее (фактическое) значение P_{np} согласно формуле (4).

Давление на приеме насоса перед его пуском определяется следующим образом: при ВНР ниже приема насоса

$$P_{np} = \rho_n (H_{np} - H_c + H_{жс}); \quad (7)$$

при ВНР выше приема насоса

$$P_{np} = \rho_n (H_{np} - H_c + H_{жс} + H_n) + \rho_g (H_g - H_c + H_{np}), \quad (8)$$

где H_{np} — глубина приема насоса, м.

Формулы (7) и (8) справедливы при $Q_n = 0$ и при $\Delta P = P_{nl} - P_{заб} = 0$. После включения насоса (при минимальном числе оборотов приводного двигателя $n_{мин}$) $Q_n \neq 0$, а за счет уменьшения уровня жидкости $H_{жс}$ появляется и депрессия ΔP , которая вызывает приток жидкости Q_1 из пласта (рисунок 1). Начинается переходный процесс, который продолжается до тех пор, пока $H_{жс}$ и $P_{заб}$ не стабилизируются на уровне, соответствующем минимальному дебиту жидкости $Q_1 = Q_{нмин}(n_{мин})$. Регистрация переходного процесса определяет индикаторную кривую $Q_1 = Q_n = f(\Delta P)$.

Известно, что плотность НВГ смеси в стволе скважины, где давление равно или ниже давления насыщения, за счет скольжения газа увеличивается согласно формуле [3]:

$$\rho_{сг} = \rho_{жс} \frac{1}{r_2 + 1} + \rho_2 \frac{r_2}{r_2 + 1} + (\rho_{жс} - \rho_2) \frac{r_2 (b_2 - 1)}{(r_2 + 1)(r_2 + b_2)}, \quad (9)$$

где $\rho_{сг}$ — плотность НВГ смеси, кг/м³;

$\rho_{жс}$ — плотность жидкости, кг/м³;

ρ_2 — плотность газа, кг/м³;

$r_2 = \frac{V_2}{q_{жс}}$ — газосодержание;

V_2 — объемный расход газа, м³/с;

$q_{жс}$ — объемный расход жидкости, м³/с;

$b_2 = \frac{C_2}{C_{жс}}$ — относительная скорость (скольжение) газа;

C_2 — линейная скорость газа относительно трубы, м/с;

$C_{жс}$ — линейная скорость жидкости относительно трубы, м/с.

В нашем анализе формулу (9) можно применить для участка I ствола скважины, где

движется НВ смесь без свободного газа при условии, что давление на этом участке выше давления насыщения нефти газом. Тогда имеем:

$$\rho_c = \rho_{ИД} + \Delta\rho = \rho_g \frac{1}{r_n + 1} + \rho_n \frac{r_n}{r_n + 1} + (\rho_g - \rho_n) \frac{r_n (b_n - 1)}{(r_n + 1)(r_n + b_n)}, \quad (10)$$

где ρ_c — плотность НВ смеси, кг/м³;

$\rho_{ИД} = (\rho_g + \rho_n \cdot r_n) \cdot \frac{1}{(r_n + 1)}$ — плотность

(идеальная) смеси при отсутствии скольжения нефти, кг/м³;

$\Delta\rho = (\rho_g - \rho_n) \cdot \frac{r_n}{r_n + 1} \cdot \frac{(b_n - 1)}{(r_n + b_n)}$ — приращение

плотности смеси из-за скольжения нефти, кг/м³;

ρ_g — плотность воды, кг/м³;

ρ_n — плотность нефти, кг/м³;

$r_n = \frac{V_n}{q_c}$ — нефтесодержание;

V_n — объемный расход нефти, м³/с;

q_c — объемный расход смеси, м³/с;

$b_n = \frac{C_n}{C_g}$ — относительная скорость (скольжение) нефти;

C_n — линейная скорость нефти относительно трубы, м/с;

C_g — линейная скорость воды относительно трубы, м/с.

Авторами выполнены исследования зависимостей плотности НВ смеси от скольжения нефти на участке I (забой — прием насоса) при различном нефтесодержании по формуле (10) (рисунок 2), НВГ смеси от объема газа на участке II (межтрубье) по формуле (12) (рисунок 3) и НВГ смеси от скольжения газа на участке III (НКТ) при различном газосодержании по формуле (9) (рисунок 4).

Зависимость плотности НВ смеси типа «нефть в воде» от скольжения нефти относительно воды рассчитана при $\rho_g = 1,1 \cdot 10^3$ кг/м³, $\rho_n = 0,8 \cdot 10^3$ кг/м³ и $r_n = 0,2; 0,4$ для участка I при $P_{заб} > P_{нас}$ (рисунок 2). Именно этот тип смеси распространен в скважинах на поздних этапах эксплуатации месторождений.

Оценим возможность расчета забойного давления $P_{заб}$ с учетом формулы (10). Поскольку забойное давление можно определить по следующей формуле:

$$P_{заб} = P_{np} + g \cdot \rho_c (H_c - H_{np}), \quad (11)$$

Рисунок 2. Зависимость плотности НВ смеси «нефть в воде» от скольжения нефти для участка I (забой — прием насоса)

то для его определения необходимо знать давление на приеме насоса P_{np} и плотность НВ смеси ρ_c . Значение P_{np} достаточно измерить установкой датчика давления на приеме насоса. Остается определить ρ_c прямым или косвенным способом. При этом производительность скважины будет определяться напорной характеристикой насоса.

Для расчета плотности НВ смеси ρ_c по формуле (10) необходимо знать покомпонентный расход жидкости в призабойной зоне пласта. Эти данные можно получить лабораторным анализом глубинных проб жидкости, оценкой результатов гидродинамических исследований скважин и использованием назем-

ных расходомеров и влагомеров в действующих скважинах. Выражение для плотности НВ смеси ρ_c (10) позволяет получить давление на участке I, с тем, чтобы дополняя его давлением затрубья, определить значение забойного давления для его использования в уравнении управления (1).

Изменение плотности НВГ смеси в межтрубном пространстве (участок II) скважины также необходимо учитывать, т.к. традиционные методы расчета давления перемножением высоты столба динамического уровня на средний удельный вес жидкости в скважине основаны на постоянном значении плотности жидкости и приводят к ошибкам в расчете давле-

Рисунок 3. Зависимость плотности НВГ смеси от объема газа для участка II (межтрубье)

Рисунок 4. Зависимость плотности НВГ смеси от скольжения газа при давлении равном или ниже давления насыщения (выделение газа) для участка III (НКТ)

ния на приеме насоса до 50 % в случае высокого газосодержания [4].

Для определения плотности НВГ смеси при выделении газа в межтрубном пространстве можно воспользоваться следующей формулой [4]:

$$\rho_{см} = \frac{V_z \rho_z + (V_{меж} - V_z) \cdot \rho_{жс}}{V_{меж}}, \quad (12)$$

где $V_{меж}$ и V_z — объем межтрубного пространства скважины и объем газа на рассчитываемом интервале;

ρ_z — плотность газа;

$\rho_{жс}$ — плотность жидкости.

На рисунке 3 представлена зависимость плотности НВГ смеси от объема газа для участка II (межтрубье), которая подтверждает изменение плотности НВГ смеси при изменении объема газа и необходимость манометрических измерений в межтрубном пространстве.

Участок II — межтрубье (рисунок 1) после выхода насоса на установившийся режим характерен тем, что давление на приеме насоса равно (измеряется стационарным глубинным манометром), ВНР находится на уровне приема насоса, высота столба дегазированной нефти относительно приема определяется по формуле:

$$H_{дин1} = \frac{P_{np1}}{g \cdot \rho_n}, \quad (13)$$

где $H_{дин1}$ — динамический уровень, $P_{np1} > P_{нас}$.

В установившемся режиме $H_{дин} = const$, поток межтрубья отсутствует, $Q_2 = 0$, и приток жидкости из пласта Q_1 равен потоку через на-

сос Q_n (рисунок 1). Однако установившийся режим подвержен постоянно возникающим возмущениям импульсного, ступенчатого и монотонного видов (остановка и пуск соседней скважины, парафино- или солеотложение в трубах и т.д.). Большая часть этих возмущений компенсируется увеличением либо уменьшением динамического уровня жидкости в межтрубье.

В случае уменьшения притока жидкости из пласта Q_1 (например при отключении нагнетательной скважины), возникает компенсирующий это уменьшение поток из межтрубья Q_2 , в результате чего снижается динамический уровень до величины $H_{дин2}$. Это приводит к уменьшению забойного давления и, соответственно, к росту Q_1 , восстанавливающему прежний устойчивый режим заданной нормы добычи жидкости, при этом манометр на приеме насоса показывает P_{np2} .

Если приток жидкости из пласта Q_1 увеличился (например при отключении соседней добывающей скважины), то возникает избыток притекающей жидкости, которую способен пропустить насос при данной глубине скважины, противодавлении на устье, диаметре труб и т.д. Единственный путь, куда избыток жидкости может попасть, — межтрубное пространство. В результате динамический уровень $H_{дин}$, давление на приеме P_{np} , забойное давление $P_{заб}$ начинают расти, и приток жидкости из пласта Q_1 уменьшается. Прежний устойчивый режим восстанавливается при новом динамическом уровне $H_{дин3}$, давлении на приеме

насоса P_{np3} (измеряется стационарным глубинным манометром) и неизвестной плотности смеси ρ_c в межтрубье, состоящей из столба нефти высотой $H_{дин2}$ и избыточного притока в виде НВ столба высотой $(H_{дин3} - H_{дин2})$. Поскольку движение жидкости в межтрубье после достижения установившегося режима отсутствует, то на участке II начинается расслоение компонентов жидкости: вода остаётся внизу, газированная нефть, плотность которой меньше дегазированной, всплывает вверх, и, достигая уровня, где давление меньше давления насыщения, выделяет свободный газ. Таким образом, все возмущения, действующие подобным образом, так изменяют состав жидкости в межтрубье, что плотность её невозможно рассчитать. Это подтверждает необходимость установки стационарного глубинного манометра на приёме насоса.

Расчет давлений по участку III начнём с определения необходимого напора, создаваемого насосом. В нашем случае работа насоса происходит при $P_{вык} > P_{нас}$ и выделении газа на некоторой высоте в НКТ. Поскольку давление на выкиде насоса, с одной стороны, связано с притоком жидкости из пласта Q_1 , а, с другой, — с преодолением: веса столба НВГ смеси, трения о трубы и противодействия наземной системы сбора, то при оценке распределения давления по стволу НКТ исходим из следующего (на примере ЭЦН). Линейная индикаторная кривая (1) в данном применении имеет вид

$$Q_1 = K(P_{пл} - P_{заб}) = K \cdot \Delta P = Q_n, \quad (14)$$

где $Q_1 = Q_n$ — приток из пласта при установившемся режиме работы насоса, который при этом развивает напор [5] (в виде полиномиальной аппроксимации)

$$H = H_0 + a \cdot Q_n - b \cdot Q_n^2, \quad (15)$$

где H — напор, развиваемый насосом и создающий давление $P_{вык}$ для преодоления веса столба НВГ смеси с фиктивной плотностью ρ_c^ϕ ;

H_0 — напор при $Q_n = 0$;

a и b — коэффициенты аппроксимации.

Известно, что в скважинах с ЭЦН на некоторой высоте от выкида насоса при $P < P_{нас}$ возникает так называемый газлифтный эффект [3]. Кроме того,

$$P_{вык} = \rho_{см} \cdot g \cdot H_{сн} + P_y + \Delta P, \quad (16)$$

где P_y — давление на устье скважины (измеряется наземным манометром);

$\rho_{см}$ — плотность смеси в колонне НКТ;

$H_{сн}$ — глубина спуска насоса;

ΔP — суммарные потери давления на трение, гидросопротивления, инерцию и газлифтный эффект.

Представим фиктивное равенство

$$\Delta P = \Delta \rho \cdot g \cdot H_{сн}, \quad (17)$$

где $\Delta \rho$ — снижение плотности НВГ смеси в НКТ от газлифтного эффекта.

С учетом (17) выражение (16) будет выглядеть следующим образом:

$$P_{вык} - P_y = (\rho_{см} - \Delta \rho) \cdot g \cdot H_{сн}$$

$$\text{или } P_{вык} - P_y = \rho_c^\phi \cdot g \cdot H_{сн} \quad (18)$$

где ρ_c^ϕ — фиктивная плотность смеси в НКТ, определяемая измерением $P_{вык}$ и P_y .

Таким образом, необходима установка стационарного манометра на выкиде насоса.

На рисунке 4 представлена зависимость плотности НВГ смеси от скользящего газа (при $\rho_{жс} = 0,95 \cdot 10^3$ кг/м³ и $\rho_g = 1$ кг/м³) относительно смеси для участка III при давлении, равном или меньше давления насыщения $P_{нас}$, т.е. при выделении газа.

При доле газа до 20 % ($r_g = 0,2$) изменение плотности НВГ смеси по стволу НКТ практически отсутствует, так как небольшое количество газа несущественно влияет на изменение плотности НВГ смеси. В дальнейшем, при увеличении газосодержания ($r_g = 0,4; 0,6; 0,8; 1$) в НКТ наблюдается уменьшение плотности НВГ смеси (рисунок 4).

Изменения плотности смеси в НКТ и в межтрубье при различном газосодержании, полученные выше, свидетельствуют о необходимости измерения давления в скважине. Другими словами, необходимым и достаточным условием информационного обеспечения является установка дистанционных стационарных манометров на входе и выкиде глубинного насоса, а также внутри НКТ и в межтрубном пространстве добывающей скважины с целью применения их в системе контроля и управления процессом нефтедобычи. Это требует разработки новых, недорогостоящих, стационарных скважинных приборов для измерения давления в соответствующих точках ствола скважины.

Авторами разработано устройство для одновременного измерения давления внутри НКТ и межтрубного пространства [6], позволяющее измерять давление в нескольких контрольных точках ствола добывающей скважины (рисунок 5). Запланировано выполнение опытных образцов устройства и

1 — НКТ; 2 — обсадная колонна; 3, 4 — устройства для одновременного измерения давления внутри НКТ (P'_1, P'_2) и межтрубного пространства (P_1, P_2)

Рисунок 5. Схема установки двух устройств в добывающей скважине

проведение испытаний на объектах компании ПАО «Татнефть».

Установка предлагаемого устройства не изменяет геометрию гидравлического канала внутри НКТ, что дает возможность применять его во всех добывающих скважинах, в том числе и в скважинах с ШГН. Имея данные по стволу скважины и параметры работы насоса, становится возможным получить целостную картину работы добывающей скважины.

Выводы

При изучении характера изменения плотности смеси на разных участках ствола добывающей скважины пришли к выводу, что при-

сутствие относительной скорости компонентов (нефть, газ) оказывает существенное влияние на изменение давления в скважине.

Предложенное устройство позволит точно определять давление в нескольких контрольных точках ствола скважины. Непосредственное преимущество благодаря внедрению предлагаемого устройства и расширению возможностей систем управления приведёт к эксплуатации добывающих скважин в оптимальном режиме и повышению конечной нефтеотдачи в результате оперативного принятия технологических решений на основании достоверных качественных данных.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Муравьев В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1978. 448 с.
2. Алаева Н.Н., Томус Ю.Б. Влияние режимов течения восходящих потоков в стволе скважин при автоматизации их работы // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. 2018. Т. 17. С. 164–167.
3. Арбузов В.Н. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Томск: Томский политехнический университет, 2012. 272 с.

4. Левитина Е.Е. Влияние плотности газожидкостной смеси на величину давления в скважине // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2010. № 1. С. 35–40.
5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. 816 с.
6. Пат. 2652403 РФ, МПК Е 21 В 47/06. Устройство для одновременного измерения давления вне и внутри насосно-компрессорных труб / Н.Н. Алаева, Ю.Б. Томус, И.П. Ситдикова, Л.И. Темникова. 2017106690, Заявлено 28.02.2017; Опубл. 26.04.2018. Бюл. 12.

REFERENCES

1. Murav'ev V.M. *Ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Operation of Oil and Gas Wells]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 448 p. [in Russian].
2. Alaeva N.N., Tomus Yu.B. Vliyanie rezhimov techeniya voskhodyashchikh potokov v stvole skvazhin pri avtomatizatsii ikh raboty [The Influence of Flow Regimes of Ascending Flows in the Borehole in the Automation of their Work]. *Uchenye zapiski Al'met'evskogo gosudarstvennogo neftyanogo instituta — Scientific Notes of Almet'yevsk State Oil Institute*, 2018, Vol. 17, pp. 164–167. [in Russian].
3. Arbuzov V.N. *Ekspluatatsiya neftyanykh i gazovykh skvazhin* [Operation of Oil and Gas Wells]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University, 2012. 272 p. [in Russian].
4. Levitina E.E. Vliyanie plotnosti gazozhidkostnoi smesi na velichinu davleniya v skvazhine [Influence of Gas-liquid Mixture Density on Well Pressure]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedenii. Neft' i gaz — Oil and Gas Studies*, 2010, No. 1, pp. 35–40. [in Russian].
5. Mishchenko I.T. *Skvazhinnaya dobycha nefi* [Oil Well Production]. Moscow, Gubkin Russian State University of Oil and Gas Publ., 2003. 816 p. [in Russian].
6. Alaeva N.N., Tomus Yu.B., Sitdikova I.P., Temnikova L.I. *Ustroistvo dlya odnovremennogo izmereniya davleniya vne i vnutri nasosno-kompressornykh trub* [Device for Simultaneous Measurement of Pressure Outside and Inside the Tubing]. Patent RF, No. 2652403, 2018. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ
ABOUT THE AUTHORS

Алаева Наталья Николаевна, старший преподаватель кафедры «Автоматизация и информационные технологии», АГНИ, г. Альметьевск, Российская Федерация

Natalya N. Alaeva, Senior Lecturer of Automation and Information Technologies Department, ASOI, Almet'yevsk, Russian Federation

e-mail: nalaeva@yandex.ru

Томус Юрий Борисович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Автоматизация и информационные технологии», АГНИ, г. Альметьевск, Российская Федерация

Yurii B. Tomus, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Automation and Information Technologies Department, ASOI, Almet'yevsk, Russian Federation

e-mail: tjub123@rambler.ru

Думлер Елена Борисовна, ассистент кафедры «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Elena B. Dumler, Assistant of Machinery and Equipment of Oil and Gas Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: dumler08@mail.ru