

УДК 622.276.8

**К вопросу разрушения стойких нефтяных эмульсий с целью обеспечения качественной подготовки нефти**

**Н. Г. Мусакаев<sup>1,2\*</sup>, Р. Р. Ахметзянов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, Россия

<sup>2</sup>Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

\*e-mail: musakaev@ikz.ru

*Аннотация.* Приведены условия, обеспечивающие качественную подготовку товарной нефти в условиях образования устойчивой эмульсии, стабилизированной продуктами производства гидроразрыва пласта и кислотных обработок. Представлены соотношения, позволяющие определить параметры течения добываемой газожидкостной смеси в нефтесборном трубопроводе. Предложена технологическая схема подготовки нефти, которая обеспечивает требуемое качество подготовки нефти. В основе схемы заложен разработанный и обоснованный метод динамической совмещенной подготовки нефти.

*Ключевые слова:* водонефтяная эмульсия; газожидкостная смесь; подготовка нефти; технологическая схема

**To the issue of the destruction of persistent oil emulsions in order to ensure high-quality oil treatment**

**Nail G. Musakaev<sup>1,2\*</sup>, Ratmir R. Akhmetzyanov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Tyumen, Russia

<sup>2</sup>Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

\*e-mail: musakaev@ikz.ru

*Abstract.* The article raises a question about the qualitative preparation of separator oil under the conditions of the formation of stable emulsion, which is stabilized by the products of the production of hydraulic fracturing and acid treatments. We present relations that make it possible to determine the flow parameters of produced gas-liquid mixture in an oil gathering pipeline. As a result, we propose a technological scheme for oil treatment, which provides the required quality of oil treatment. The scheme is based on the developed and justified method of dynamic combined oil treatment.

*Key words:* water-oil emulsion; gas-liquid mixture; oil preparation; technological scheme

**Введение**

Массовое применение гидравлического разрыва пласта (ГРП) на нефтяных месторождениях приводит к повышению устойчивости водонефтяной эмульсии, что негативно сказывается на процессе подготовки нефти [1, 2]. Этот рост устойчиво-

сти данной многофазной смеси обусловлен наличием в эмульсии продуктов физико-химического взаимодействия неразложившейся жидкости носителя проппанта (геля), пластовых флюидов (пластовой воды и углеводородов) и механических примесей. Кроме того, после проведения кислотных обработок при скважинной зоне пласта и поступления в состав добываемой газожидкостной смеси продуктов реакции водонефтяная эмульсия становилась более устойчивой и была представлена в виде «промышленного слоя» [1, 3, 4]. В этой связи возникает необходимость в разработке эффективной технологической схемы и соответствующего оборудования, способных обеспечить требуемое качество подготовки нефти.

#### **Решение проблемы разрушения устойчивой эмульсии**

Для обеспечения качественной подготовки товарной нефти в условиях образования устойчивой эмульсии и сопутствующих осложняющих факторов необходимо выполнение следующих условий [2]:

- 1) обеспечение наиболее полного разделения нефти и воды в условиях присутствия в добываемой скважинной жидкости стабилизаторов эмульсии — неразложившегося геля ГРП и «промышленного слоя», способствующих агрегативной устойчивости эмульсии к разделению фаз;
- 2) обеспечение качества отделения и очистки газа, особенно во время пиковых повышений газосодержания;
- 3) обеспечение эффективного сбора и технологичной очистки оборудования от содержащихся в газожидкостной смеси частиц проппанта, использованного при ГРП, и механических примесей, выносимых из скважин.

На первом этапе при разработке технологической схемы сбора и подготовки нефти необходим анализ исходных данных о физико-химических свойствах нефти и условиях эксплуатации месторождения [5–7]. Второй этап включает в себя обоснование наиболее эффективного метода обеспечения качественной подготовки нефти и принятие принципиальных решений по формированию технологической схемы установки подготовки нефти (УПН). При обосновании принципиальной схемы сбора и подготовки нефти рекомендуется руководствоваться документами<sup>1,2</sup>, в которых разработаны унифицированные технологические схемы для комплексов сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды, а также рекомендованы технологические приемы, позволяющие обеспечить подготовку нефти в широком диапазоне ее физико-химических свойств.

Решение вопроса разрушения устойчивых нефтяных эмульсий, стабилизированных продуктами производства ГРП и кислотных обработок, не может быть сведено только к поиску и подбору возможно более эффективного в соответствующих условиях деэмульгатора по следующим причинам:

- 1) например, в условиях существующей УПН на одном из участков Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) уже применялись такие эффективные деэмульгаторы, как дисолван, флэк, которые не смогли обеспечить качественную подготовку в условиях поступления скважинной жидкости с продуктами ГРП;
- 2) после разрушения бронирующих оболочек на каплях воды с помощью деэмульгатора необходимо обеспечить условия для коалесценции капель воды (с помощью соответствующей конструкции аппаратов), в условиях существующей УПН на Красноленинском НГКМ такие условия не были обеспечены;

---

<sup>1</sup> РД 39-0148311-605-86. Унифицированные технологические схемы сбора, транспорта и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов / Гипровостокнефть. – Введ. 1987-01-01. – Куйбышев, 1986. – 30 с.

<sup>2</sup> РД 39-0004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования / ВНИ-ИСПТнефть. – Введ. 1990-05-01. – Уфа, 1990. – 70 с.

3) по мере роста обводненности и изменения стадии разработки на месторождениях необходимо неоднократно подбирать эффективный деэмульгатор;

4) в ряде случаев существующие на месторождениях УПН ограничены по производительности и зачастую не соответствуют имеющимся на нефтедобывающем предприятии тактическим планам по увеличению добычи, связанных, например, с ростом количества операций ГРП.

По мнению В. П. Тронова [5], вместо выбора деэмульгаторов из множества наименований, пригодных для использования только на том или ином конкретном объекте со всеми его технологическими особенностями, необходимо разработать оптимальную технологическую схему подготовки нефти, создать на этой основе эффективную дегидрирующую аппаратуру и использовать деэмульгатор, соответствующий виду обрабатываемой нефти.

Обеспечить разрушение нефтяной эмульсии в разрабатываемой технологической схеме подготовки нефти возможно путем одновременного использования групп технологически совместимых операций [5, 8]. Технология, названная «совмещенной», была разработана институтом «ТатНИПИнефть». Она включает достоинства всех известных способов подготовки нефти и характеризуется авторами как обладающая следующими преимуществами:

- дифференцирование процесса подготовки на отдельные операции и осуществление каждой из них при наиболее благоприятном гидродинамическом режиме;
- выбор на основе критериев технологически совместимых операций, совместимых друг с другом при сборе, транспортировании, деэмульсации нефти, сепарации газа и очистке сточных вод, и их одновременное осуществление в одном и том же технологическом оборудовании, применяемом на любой стадии разработки нефтяных месторождений;
- осуществление обезвоживания и обессоливания нефти в режиме, обеспечивающем эффективную сепарацию газа, и получение непосредственно на технологических аппаратах подготовки нефти сточной воды, удовлетворяющей существующим требованиям;
- включение подготовки нефти в комплекс промысловых процессов в качестве одной из последовательно осуществляемых операций, без выделения ее в автономный процесс, связанный со строительством и эксплуатацией сложных дорогостоящих установок.

В нашей работе [2] предложена схема установки подготовки нефти, способная обеспечить высокое качество отделения и очистки газа, устранить влияние «промышленного слоя», обеспечить эффективный сбор и технологичную очистку оборудования от содержащихся в газожидкостной смеси частиц пропантанта, использованного при ГРП, и механических примесей, выносимых из скважин.

Стоит отметить, что количество групп технологически совместимых операций разработано достаточно много. Для выбора конкретной «совмещенной» технологии для условий конкретного месторождения необходим предварительный расчет. Например, необходимо выяснить, на каких участках технологической схемы сбора и подготовки нефти создаются условия для образования устойчивой нефтяной эмульсии, стабилизированной продуктами производства ГРП и кислотных обработок. В этой связи нужно определить параметры течения добываемой газожидкостной смеси в нефтесборном трубопроводе.

#### **Результаты расчетов**

При проведении расчетов примем следующие значения используемых параметров [2, 8–13]. Исходные данные для расчета, соответствующие существующей технологической схеме, объему и характеристикам добываемой продукции на начальной стадии реализации геолого-технологических мероприятий (ГТМ), приведены ниже.

Внутренний диаметр трубопровода, м	$d = 0,159$
Температура при нормальных условиях, К	$T_0 = 293$
Среднее давление перекачки (при подходе к УПН), МПа	$p_m = 0,55$
Средняя температура перекачки, К	$T_m = 278$
Объемный расход дегазированной нефти, м <sup>3</sup> /с	$Q_{p0} = 0,002$
Объемный расход пластовой воды совместно с технической водой, выносимой при выводе скважин на режим, м <sup>3</sup> /с	$Q_{w0} = 0,0009$
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	$G = 300$
Давление насыщения нефти газом, МПа	$p_s = 5,5$
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{p0} = 830$
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_{g0} = 1,164$
Плотность газа по воздуху	$\rho_{ga} = 0,9$
Плотность пластовой воды, кг/м <sup>3</sup>	$\rho_w = 1\,009$
Объемный коэффициент нефти	$b_p = 1,4$
Вязкость дегазированной нефти, Па·с	$\mu_{p0} = 0,005$
Межфазное натяжение на границе нефть — вода, Н/м	$\sigma_{pw} = 0,039$
Межфазное натяжение на границе нефть — газ, Н/м	$\sigma_{pg} = 0,025$

Последовательность вычислений параметров течения добываемой газожидкостной смеси в нефтесборном трубопроводе можно записать следующим образом.

Определим объемные расходы нефти  $Q_p$  и газа  $Q_g$  в условиях перекачки, коэффициент растворимости газа  $\Gamma$  при давлении насыщения  $p_s$  и количество газа  $G_g$ , растворенного в 1 м<sup>3</sup> нефти, объемнорасходные содержания нефти  $\beta_p$ , воды  $\beta_w$  и газа  $\beta_g$  [14–16]

$$Q_p = Q_{p0} b_p,$$

$$\Gamma = G/p_s, \quad G_g = \Gamma(p_m - p_{atm}), \quad Q_g = Q_{p0}(G - G_g) \frac{p_{atm} T_m z}{p_m T_0},$$

$$\beta_i = Q_i/Q \quad (i = p, w, g), \quad Q = Q_p + Q_w + Q_g,$$

где  $p_{atm}$  — атмосферное давление;  $z$  — коэффициент сверхсжимаемости газа. Параметры  $\beta_i (i = p, w, g)$  определяют объемные доли расхода каждой фазы в газожидкостном потоке и по своему определению являются безразмерными величинами.

Найдем плотность дегазированной нефти  $\rho_p$  при средней температуре в трубопроводе, плотность газа  $\rho_g$  в условиях эксплуатации трубопровода и плотность газожидкостной смеси  $\rho$

$$\rho_p = \rho_{p0} - \gamma(T_m - T_0), \quad \rho_g = \frac{\rho_{g0} p_m T_0}{p_{atm} T_m}, \quad \rho = \sum_{i=p, w, g} \alpha_i \rho_i,$$

где  $\gamma$  — поправка на изменение плотности нефти при изменении температуры на 1 К;  $\alpha_i (i = p, w, g)$  — истинные содержания фаз (нефти, воды и газа).

Динамическую вязкость газонасыщенной нефти  $\mu_p$  и приведенную скорость движения газожидкостной смеси  $W$  можно найти из следующих формул [14, 16]:

$$\mu_p = \frac{\mu_{p0}}{\lg(10 + (0,5 + 0,0002 G_g^2) G_g \mu_{p0}^2)}$$

$$W = \frac{Q_p + Q_w + Q_g}{S}, \quad S = \frac{\pi d^2}{4}.$$

Найдем числа Фруда  $Fr$ , Рейнольдса  $Re$  и Кутателадзе  $Ku$

$$Fr = \frac{W^2}{gd}, \quad Re = \frac{W \rho d}{\mu_p}, \quad Ku = \frac{W \sqrt{\rho}}{\sqrt[4]{g \sigma_{pg} (\rho - \rho_g)}},$$

где  $g$  — ускорение свободного падения.

Расчеты по этим формулам при принятых в расчетах параметрах дали следующие значения безразмерных параметров:  $Fr = 23$ ,  $Re = 6\ 550$  и  $Ku = 21$ . То есть в данном случае для движения газожидкостной смеси по трубопроводу характерен турбулентный режим течения. При больших значениях объемнорасходного газосодержания  $\beta_g$  (в наших расчетах  $\beta_g = 0,96$ ), как правило, наблюдается течение газонефтяной смеси в виде аэрозоля (капли жидкости в потоке газа) [17]. Такой режим течения по трубопроводу газожидкостной смеси с высоким объемнорасходным газосодержанием ( $\beta > 0,95$ ) используется для интенсификации процесса разделения [18]. Размер капель дисперсионной жидкой среды при этом обычно не превышает  $d_{dr} = 10$  мкм. В таком случае число Вебера имеет следующее значение:

$$We = \frac{W^2 \rho d_{dr}}{\sigma_{pg}} = 0,5 .$$

При числах Вебера менее 10 не происходит дробление капель [17] (по некоторым источникам — менее 1).

По результатам расчета можно сделать вывод о том, что при движении добываемой газожидкостной смеси по трубопроводу до УПН в виде аэрозоля отсутствуют условия для образования устойчивой эмульсии.

Выходя из трубопровода и попадая в сепаратор нефтегазовый НГС-50 существующей технологической схемы, добываемая газожидкостная смесь теряет в нем до 95 % газа. Время  $\tau$ , которое эмульсия пребывает в НГС-50, можно определить из соотношения

$$\tau = \frac{V_c \cdot k}{Q_l} ,$$

где  $V_c$  — объем НГС-50;  $Q_l$  — объемный расход жидкости;  $k$  — коэффициент заполнения объема аппарата жидкостью, принимаемый равным 0,5 (0,4–0,6).

Согласно последней формуле время, которое эмульсия пребывает в НГС-50, составляет около 15 минут. Далее дегазированная эмульсия перемещается в емкости-отстойники и находится там на подготовке  $\approx 12$  часов. Таким образом, распределенные по объему продукты производства ГРП, «промышленный слой» и механические примеси обеспечивают старение эмульсии и ее устойчивость. А вводимый в емкости-отстойники деэмульгатор не может повлиять на подобные стабилизаторы.

При течении газожидкостной смеси в виде аэрозоля для обеспечения условий для разделения эмульсии необходимо предварительно отделить основную часть газа от жидкости [17–19]. В условиях, когда газ резко отделяется, высаженные из смеси капли без дополнительного дробления сбрасываются в сепаратор, и происходит интенсификация процесса разделения [18]. Отсюда следует, что необходимо подобрать специальное оборудование для сепаратора первой ступени дегазации, обеспечивающее эффективное отделение основной массы попутного газа.

При разработке динамической совмещенной технологической схемы подготовки нефти применим две группы совместимых операций.

В соответствии с рекомендациями РД 39-0004-90<sup>3</sup> перед УПН необходимо предусмотреть успокоительный коллектор — прямолинейный горизонтальный участок трубопровода большего диаметра без местных сопротивлений. Такой участок особенно необходим в условиях движения газожидкостной смеси в виде аэрозоля для снижения скорости и подготовки ее к расслоению. Длину участка успокоительного коллектора принимаем равной 200 м, а его диаметр при общем расходе жидкости до 1 000 м<sup>3</sup>/сут равным 0,25 м.

---

<sup>3</sup> РД 39-0004-90. – С. 31.

Включив успокоительный коллектор в состав разрабатываемой технологической схемы подготовки нефти УПН, обеспечим условия разрушения нефтяной эмульсии, применяя одну из групп «совмещенной» технологии: разрушение эмульсий под воздействием поверхностно-активных веществ, турбулентных пульсаций, неравномерных скоростных напоров и тепла. Реагент-деэмульгатор, а также реагент-деструктор продуктов производства ГРП будем вводить перед УПН в «голове» успокоительного коллектора. При этом химический реагент равномерно распределяется по жидкой фазе за счет турбулентного смешения.

Дополнительно к первой необходимо обеспечить применение второй группы совместимых операций: разрушение эмульсий при разгазировании нефти в аппаратах ступеней сепарации [5, 8].

Оборудование подготовки в разрабатываемой схеме разместим по пути движения нефтяной эмульсии, что позволит оптимальным образом совместить процессы сепарации и деэмульсации при оптимальной температуре непосредственно на потоке.

Отвод выделившихся из газожидкостного потока газа и воды будем осуществлять во всех элементах технологической схемы, что позволит снизить нагрузку на сепараторы последующих ступеней, нагревательные печи, повысить их эксплуатационную надежность<sup>4</sup>. В. П. Троновым (ТатНИПИнефть) [5] показано, что при разрушении нефтяной эмульсии в динамике остаточное содержание воды в нефти оказывается намного ниже, чем в статике (при отстое в аппарате или резервуаре). Определяющее значение для разрушения эмульсии здесь может иметь гидродинамический фактор. По результатам исследований [20] было установлено, что в условиях движущегося газонасыщенного потока нефтяной эмульсии процессы стабилизации нефтяных эмульсий не могут быть окончательно завершены. Напротив, в процессе нахождения разгазированной эмульсионной нефти в сырьевых резервуарах создаются наиболее благоприятные условия для завершения адсорбционных процессов, то есть ее старения во времени.

Для устранения искусственно созданных в результате выполнения ГТМ аномальных структурных свойств газожидкостной смеси в разработанной технологической схеме УПН согласно [5, 6, 8] необходимо применить путевой подогрев. Положительное влияние температуры на эффективность разрушения эмульсии выражается в уменьшении вязкости нефти; увеличении разницы в плотностях воды и нефти (в результате ускоряется процесс осаждения капель воды); повышении эффективности действия химических реагентов; ослаблении бронирующих оболочек путем частичного растворения асфальтенов, смол и парафинов; создании благоприятных условий для коалесценции капель [5, 6, 20]. При этом обеспечивается выполнение требования, ограничивающего такое совмещение, которое заключается в соответствии температуры сепарации нефти температуре оптимального снижения прочности свойств бронирующих оболочек на каплях пластовой воды и вязкости нефти, применяемой для разделения эмульсии на нефть и воду, то есть должно соблюдаться неравенство [5, 8]

$$T_1 > T_2 > T_3,$$

где  $T_1$  — температура сепарации;  $T_2$  — температура оптимально-минимальной прочности бронирующих оболочек;  $T_3$  — температура, обеспечивающая нужное значение вязкости нефти.

При взятых в расчетах параметрах нагрев нефти до 45 °С в присутствии реагента и при продолжительном движении газожидкостной смеси по трубопроводам позволяет разрушить бронирующие оболочки на каплях пластовой воды. Сброс воды можно осуществлять как из нефтегазовых сепараторов со сбросом воды, так и при пониженной температуре (25–30 °С) в конечной сепарационной установке, в

---

<sup>4</sup>РД 39-0004-90. – С. 11.

том числе и из резервуара вертикального стального (РВС). Значение  $T_3$ , находящееся в указанном выше диапазоне температур, позволяет осуществлять этот процесс с высокой степенью эффективности. Снижение температуры жидкости до температуры отделения воды от нефти осуществляется за счет отдачи тепла в окружающую среду при движении нефти по трубопроводу от узла сепарации до РВС. Нагрев нефти на головном участке движения газожидкостной смеси по технологической схеме при обработке стойких эмульсий более эффективен, чем нагрев двухфазной смеси при отстое [6].

В соответствии с рекомендациями РД 39-0004-90<sup>5</sup> с учетом возникающих осложнений в процессе подготовки нефти, заключающихся в образовании агрегативно-устойчивой эмульсии в процессе освоения скважин после ГРП и кислотных обработок, сопровождающихся выносом жидкости разрыва из скважин с последующим поступлением на УПН, необходимо предусмотреть расчет объема  $V$  сепаратора нефтегазового со сбросом воды

$$V = \frac{a Q_l \tau}{k},$$

где  $a = 1,5$  — коэффициент, учитывающий образование агрегативно-устойчивой эмульсии в процессе освоения скважин после ГРП и кислотных обработок, сопровождающихся выносом жидкости разрыва (воды).

Для разрабатываемой технологической схемы с учетом планов по увеличению добычи на рассматриваемом участке месторождения при взятых в расчетах параметрах  $V \approx 22 \text{ м}^3$ . Объем сепарационных емкостей стандартного использования, включенных в технологическую схему, был принят равным  $25 \text{ м}^3$ .

### **Выводы**

Таким образом, с учетом проведенных расчетов можно предложить технологическую схему, которая обеспечивает требуемое качество подготовки нефти путем ее обезвоживания — разрушения нефтяных эмульсий, стабилизированных продуктами производства ГРП и кислотных обработок. В основе технологической схемы заложен разработанный и обоснованный метод динамической совмещенной подготовки нефти, основанный на совместном использовании режима течения по трубопроводу газожидкостной смеси с высоким объемнорасходным газосодержанием ( $\beta > 0,95$ ), использованного для интенсификации процесса разделения; двух групп операций «совмещенной» технологии; оборудования подготовки нефти в динамическом режиме, исключающем подготовку путем отстоя в РВС.

### **Библиографический список**

1. Сахабутдинов Р. З., Исмагилов И. Х., Космачева Т. Ф. Особенности формирования и разрушения водонефтяных эмульсий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. — М.: ВНИИОЭНГ, 2005. — 321 с.
2. Мусакаев Н. Г., Ахметзянов Р. Р. Комплексные решения по оптимизации процессов добычи и подготовки нефти и газа при разработке трудноизвлекаемых запасов // Нефтепромысловое дело. — 2017. — № 5. — С. 45–49.
3. Мусакаев Н. Г., Ахметзянов Р. Р. Снижение проницаемости прискважинной зоны пласта при взаимодействии закачиваемых и пластовых флюидов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2017. — № 4. — С. 70–74. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-4-70-74
4. Промысловая подготовка нефти в условиях применения на промыслах полимеров для повышения нефтеотдачи / С. И. Борисов [др.] // Нефтяное хозяйство. — 2003. — № 9. — С. 104–106.
5. Тронов В. П. Промысловая подготовка нефти. — М.: Наука, 1977. — 271 с.

<sup>5</sup> РД 39-0004-90.

6. Технологические основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа / Н. В. Ушева [и др.]. – Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2013. – 128 с.
7. Тарасов М. Ю., Уржумова О. М., Зырянов А. Б. Основные принципы разработки и принятия технико-технологических решений при проектировании объектов промышленной подготовки нефти // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 22–24.
8. Хафизов А. Р., Пестрецов Н. В., Шайдакова В. В. Сбор, подготовка нефти и газа. Технология и оборудование. – М.: Недра, 2002. – 551 с.
9. Исследование методов разрушения высокоустойчивого промежуточного слоя в резервуарах КНПС «Пурпэ» / Б. Р. Фахрутдинов [и др.] // Вестник Казанского технологического университета. – 2015. – Т. 18, № 22 – С. 79–81.
10. Сахабутдинов Р. З., Хамидуллин Р. Ф. Формирование и разрушение устойчивых водонефтяных эмульсий в промежуточных слоях. – Казань: Изд-во Казанского государственного технологического ун-та, 2009. – 60 с.
11. Banki R., Hoteit H., Firoozabadi A. Mathematical formulation and numerical modeling of wax deposition in pipelines from enthalpy–porosity approach and irreversible thermodynamics // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2008. – Vol. 51, Issue. 13–14. – P. 3387–3398. DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2007.11.012
12. Ахметзянов Р. Р., Петрова О. Ф. Разработка реагента-деструктора гелеобразных смесей, используемого после проведения мероприятий по гидроразрыву пласта // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2010. – № 3. – С. 15–21.
13. Байков Н. М., Позднышев Г. Н., Мансуров Р. И. Сбор и промышленная подготовка нефти, газа и воды. – М.: Недра, 1981. – 261 с.
14. Брилл Дж. П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. – 384 с.
15. Чисхолм Д. Двухфазные течения в трубопроводах и теплообменниках / Пер. с англ. – М.: Недра, 1986. – 204 с.
16. Musakaev N. G., Borodin S. L. Mathematical model of the two-phase flow in a vertical well with an electric centrifugal pump located in the permafrost region // Heat and Mass Transfer. – 2016. – Vol. 52, Issue. 5. – P. 981–991. DOI: 10.1007/s00231-015-1614-3
17. Карамышев В. Г., Корнилов Г. Г. Формирование структур газожидкостного потока в области расходного газосодержания  $\beta > 0,95$  // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 9. – С. 14–17.
18. Карамышев В. Г., Попов В. В. Сбор газожидкостных смесей с высоким газосодержанием. Разделение их на составляющие фазы // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2003. – № 62. – С. 97–106.
19. Разработка нефтяных месторождений: издание в 4 т. / Г. З. Ибрагимов [и др.] – М.: ВНИИОНГ, 1994. – Т. 3. Сбор и подготовка промышленной продукции. – 262 с.
20. Позднышев Г. Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М.: Недра, 1982. – 221 с.

#### Сведения об авторах

**Мусакаев Наиль Габсалямович**, д. ф.-м. н., доцент, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, e-mail: musakaev@ikz.ru

**Ахметзянов Ратмир Рифович**, аспирант, Тюменский индустриальный университет, e-mail: akhmetzyanovrr@mail.ru

#### Information about the authors

**Nail G. Musakaev**, Doctor of Physics and Mathematics, Associate Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: musakaev@ikz.ru

**Ratmir R. Akhmetzyanov**, Postgraduate, Industrial University of Tyumen, e-mail: akhmetzyanovrr@mail.ru