

Управление температурным режимом промысловой трубопроводной системы в условиях прогрессирующего роста обводненности скважинной продукции

Пашали А.А.¹, Зейгман Ю.В.², Михайлов В.Г.²

¹ ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

² ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия
mikhaylovvg@bnipl.rosneft.ru

Аннотация

Тенденция роста обводненности и температуры добываемых флюидов наблюдается на большинстве нефтяных месторождений Западно-Сибирского региона. Транспортировка большого количества балластной воды по промысловым трубопроводам требует существенных непродуктивных затрат электроэнергии насосных агрегатов на дожимных насосных станциях (ДНС). Завышенная температура сепарации попутного нефтяного газа (ПНГ) приводит к росту потерь товарной нефти из-за расширения его компонентного состава за счет легких фракций жидких углеводородов. В статье разработаны и апробированы расчетные алгоритмы снижения затрат электроэнергии и повышения эффективности процесса сепарации ПНГ за счет предварительного отбора воды в путевых трубных водоотделителях (ПТВО).

Материалы и методы

Прогнозирование структуры течения жидкость-газ; прогнозирование структуры течения вода-нефть; моделирование компонентного состава нефти; прогнозирование критических параметров псевдокомпонент нефти; моделирование термодинамического баланса фазовых превращений при сепарации ПНГ.

Ключевые слова

путевой трубный водоотделитель, отбор воды, промысловый трубопровод, температура флюидов, трехфазные режимы течения, стратифицированное течение, товарная нефть, естественный теплообмен с окружающей средой, математическая модель многофазного течения

Для цитирования

Пашали А.А., Зейгман Ю.В., Михайлов В.Г. Управление температурным режимом промысловой трубопроводной системы в условиях прогрессирующего роста обводненности скважинной продукции // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 43–49.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-43-49

Поступила в редакцию: 04.08.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Controlling the temperature regime of the field pipeline systems under the progressive growth of water cut

Pashali A.A.¹, Zeigman Yu.V.², Mikhailov V.G.²

¹“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

²“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
parshukoval@tyuiu.ru

Abstract

The trend of water cut and temperature increasing of the extracted production fluid is observed in the most of the West Siberian oil fields. A large amount of ballast water transportation through the field pipelines requires significant unproductive energy costs of pumping units at booster pipeline pumping stations (BPPS). An overestimated separation temperature of associated petroleum gas (APG) leads to an increase in commercial oil losses due to the expansion of the component composition of light fractions of liquid hydrocarbons. The article shows the developed and tested computational algorithms for reducing the cost of electricity and increasing the efficiency of the APG separation process due to preliminary water withdrawal in in-line pipe water separators (IPWS).

Materials and methods

Prediction of the liquid-gas flow structure; prediction of the water-oil flow structure; modeling the component composition of oil; prediction of critical parameters of oil pseudo-components; modeling the thermodynamic balance of phase transformations during APG separation.

Keywords

in-line pipe water separator, water extraction, field pipeline, fluid temperature, three-phase flow patterns, stratified flow, commercial oil, natural heat exchange with the environment, mathematical simulation of multiphase flow

For citation

Pashali A.A., Zeigman Yu.V., Mikhailov V.G. Controlling the temperature regime of the field pipeline systems under the progressive growth of water cut. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 43–49. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-43-49

Received: 04.08.2022

Введение

На сегодняшний день тенденция прогрессирующего роста обводненности добываемой продукции наблюдается на широком ряде нефтедобывающих месторождений Западно-Сибирского региона. Так, обводненность скважинной продукции на ряде объектов, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», находящихся в завершающей стадии разработки, достигает 50–90 %. Высокая обводненность продукции существенно затрудняет условия предварительной подготовки нефти на территории месторождения. Существующие технологии подготовки товарной нефти требуют перекачивания по промысловым трубопроводам десятков тысяч кубометров скважинной продукции, более чем наполовину состоящей из воды, что сопряжено с непродуктивными затратами электроэнергии и моторесурса насосных агрегатов на дожимных насосных станциях. В Юганском и Правдинском регионах ООО «РН-Юганскнефтегаз» проблемы по снижению затрат электроэнергии на объектах предварительной подготовки нефти решаются путем ввода в эксплуатацию путевых трубных водоотделителей. Например, на путевой трубный водоотделитель в районе одного из кустов скважин Правдинского месторождения поступает около 8 тыс. жидкости в сутки. Сброс воды составляет почти 6,5 тыс. м³.

Еще одним осложняющим фактором, связанным с высокой обводненностью на этапе предварительной подготовки нефти, является рост температуры, поступающей на ДНС скважинной продукции. Так, большинство ДНС Юганского, Правдинского и Приобского регионов Западной Сибири осуществляют сепарацию ПНГ при температуре 60–70 °С, что существенно превышает регламентные условия. Завышенная температура сепарации приводит к росту потерь товарной нефти из-за отбора из скважинной продукции вместе с газом испаряющейся широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Причиной прироста температуры скважинной продукции является то, что из-за прогрессирующего роста обводненности по промысловым трубопроводам перекачиваются объемы жидкой фазы, существенно превышающие проектные величины. Ввод в эксплуатацию ПТВО в системе нефтесбора месторождения позволяет за счет отбора подтоварной воды снизить скорость течения жидкости в трубопроводах и, следовательно, интенсифицировать теплообмен транспортируемых флюидов с окружающей средой.

Таким образом, организация предварительного отбора подтоварной воды в трубопроводной системе нефтесбора нефтяного месторождения позволяет решать важные производственные задачи по снижению энергозатрат на балластную перекачку воды и по управлению температурным режимом поступающей на ДНС скважинной продукции.

Путевой трубный водоотделитель представляет собой группу наклонных цилиндрических аппаратов, состоящих (в зависимости от мощности) из двух или четырех наклонных секций диаметром 1,4 м и длиной 40–60 м. Принцип разделения жидкостной смеси с разной плотностью в ПТВО основан на использовании гравитационных сил и достаточно эффективен для случая, когда поток поступающей водонефтяной смеси имеет расслоенную структуру. В настоящее время выбор участка трубопроводной сети для предварительного отбора воды носит чисто субъективный характер и не привязан

$$(u_g - u_L)^2 < \frac{[\mu_L \coth(kh_L) + \mu_g \coth(kh_g)]}{\rho_L \mu_g^2 \coth(kh_L) \coth^2(kh_g) + \rho_g \mu_L^2 \coth(kh_g) \coth^2(kh_L)} \times \frac{1}{k} [(\rho_L - \rho_g)g + \sigma_L k^2] \quad (1)$$

к предварительному исследованию структуры транспортируемой газодонефтяной смеси. В зависимости от структуры жидкость-газ поток смеси, поступающий в ПТВО, может быть как стационарным (для расслоенной структуры течения), так и нестационарным (для пробковой газожидкостной структуры). На входе в ПТВО нестационарный пробковый режим течения создает колебания расходов жидкости и газа, препятствуя тем самым эффективному гравитационному расслоению воды и нефти. В зависимости от величины объемных расходов воды и нефти в жидкой фазе при транспортировке скважинной продукции, в трубопроводе могут реализовываться как дисперсные (эмульсионные), так и расслоенные жидкостные структуры течения. Если поступающая на вход в ПТВО водонефтяная смесь будет дисперсной, то для эффективного отбора воды, помимо гравитационного разделения жидкостей, потребуются реализации более сложного технологического процесса.

В настоящей статье разработаны и на примере системы нефтесбора Мамонтовского месторождения апробированы следующие алгоритмы, позволяющие повысить эффективность предварительного отбора воды из промысловой трубопроводной сети:

- алгоритм, разработанный на основе анализа результатов гидродинамического моделирования структуры течения вода-нефть-газ, позволяющий определять участки промыслового трубопровода, на которых ПТВО будет работать с максимальной эффективностью;
- алгоритм оценки влияния предварительного отбора подтоварной воды на температурный режим сепарации ПНГ на объектах предварительной подготовки нефти с целью прогнозирования прироста объемов товарной нефти за счет снижения температурной летучести фракции легких жидких углеводородов.

1. Алгоритм нахождения участков трубопровода, наиболее пригодных для эффективного отбора воды в системе нефтесбора месторождения

Анализ условий эксплуатации Мамонтовского месторождения показал, что за последние 20 лет средний рост добычи воды увеличился на 41 % (от 180 до 308,3 т/сут), при среднем падении добычи нефти ~20 % (с 13,3 до 10,6 т/сут). Таким образом, общие объемы транспортируемой скважинной продукции по трубопроводной системе нефтесбора Мамонтовского месторождения

за счет роста подтоварной воды возросли в 1,65 раза, из-за чего на отдельных участках трубопроводных систем поверхностного обустройства изменилась расчетная структура многофазного течения. Расслоенный режим течения жидкость-газ перестроился в пробковую структуру, характеризующуюся повышенными потерями давления на трение и нестационарностью расходов жидкости и газа в трубопроводе. Как уже отмечалось ранее, принцип работы ПТВО основан на гравитационном разделении воды и нефти в транспортируемой структуре скважинной продукции, поэтому 90 %-ный отбор воды возможен лишь при наличии на входе в ПТВО предварительно подготовленной смеси в виде расслоенных режимов течения жидкость-газ и вода-нефть. На сегодняшний день в существующих трубопроводных симуляторах отсутствует функционал, который позволил бы на основе математического прогнозирования структур течения трехфазной структуры газ-вода-нефть определять в промысловой трубопроводной системе участки с расслоенной структурой трехфазного течения, наиболее пригодные для осуществления отбора подтоварной воды.

Алгоритм, предложенный в данной статье, осуществляет ступенчатое прогнозирование структуры течения скважинной продукции, вначале структуры течения жидкость-газ, затем структуры вода-нефть. Для прогнозирования устойчивости стратифицированного режима течения жидкость-газ используется критерий Kelvin-Helmholtz [1, 2] в виде неравенства: (1),

где σ_L — коэффициент поверхностного натяжения жидкости; k — волновое число; μ_L , μ_g — динамическая вязкость жидкости и газа соответственно; h_L , h_g — высота слоя жидкости и газа в трубопроводе соответственно; ρ_L , ρ_g — плотность жидкости и газа соответственно; действительные значения скорости нефти, воды и газа определяются как:

$$u_L = \frac{Q_o + Q_w}{A_o + A_w}; \quad u_g = \frac{Q_g}{A_g} \quad (2)$$

где Q_o , Q_w , Q_g — объемные расходы нефти, воды и газа соответственно; A_o , A_w , A_g — площади поперечного сечения трубопровода, заполненного нефтью, водой и газом соответственно.

В случае невыполнения неравенства (1) в трубопроводе вместо стратифицированного реализуется пробковый режим течения.

Для решения неравенства (1) требуется определение следующих параметров:

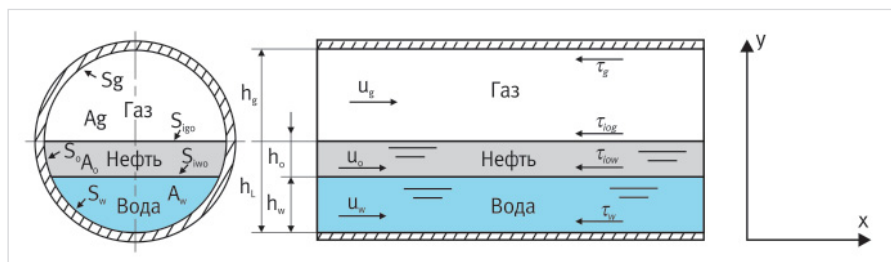


Рис. 1. Расчетная схема трехфазной модели течения для расслоенного газодонефтяного потока

Fig. 1. Computational scheme of a three-phase flow model for a stratified gas-oil flow

площадью A_o , A_w , A_g , толщины жидкостного слоя в трубопроводе h_L , а также толщины слоя воды h_w . Для расчета перечисленных параметров воспользуемся расчетной схемой трехфазного потока, предложенной в работах [3–5] и показанной на рисунке 1.

Уравнения сохранения импульса для каждого из трех слоев (рис. 1) имеют вид:

$$-A_w \frac{dP}{dx} - \tau_w S_w + \tau_{iwo} S_{iwo} - \rho_w A_w g \sin \beta = 0 \quad (3)$$

$$-A_o \frac{dP}{dx} - \tau_o S_o - \tau_{iwo} S_{iwo} + \tau_{igo} S_{igo} - \rho_o A_o g \sin \beta = 0 \quad (4)$$

$$-A_g \frac{dP}{dx} - \tau_g S_g - \tau_{iwo} S_{iwo} - \rho_g A_g g \sin \beta = 0 \quad (5)$$

где
$$A_g = \frac{D^2}{4} \left[\arccos(2\bar{h}_L - 1) + (2\bar{h}_L - 1)\sqrt{1 - (2\bar{h}_L - 1)^2} \right]$$

— площадь поперечного сечения трубы, заполненная газом;

$$A_w = \frac{D^2}{4} \left[\pi - \arccos(2\bar{h}_w - 1) + (2\bar{h}_w - 1)\sqrt{1 - (2\bar{h}_w - 1)^2} \right]$$

— площадь поперечного сечения трубы, заполненная водой;

$$A_o = \frac{\pi D^2}{4} - A_g - A_w$$

— площадь поперечного сечения трубы, заполненная нефтью;

$$S_g = D \arccos(2\bar{h}_L - 1)$$

— длина участка окружности по границе газ-стенка;

$$S_o = D \arccos(2\bar{h}_w - 1) - S_g$$

— длина участка по границе нефть-стенка;

$$S_w = \pi D - S_g - S_o$$

— длина участка по границе вода-стенка;

$$S_{igo} = \sqrt{1 - (2\bar{h}_L - 1)^2}$$

— длина границы газ-нефть;

$$S_{iwo} = \sqrt{1 - (2\bar{h}_w - 1)^2}$$

— длина периметра вода-нефть;

$\bar{h}_L = h_L / D$ — относительная толщина слоя жидкости; τ_o , τ_w , τ_g — касательные напряжения на границах нефть-стенка канала, вода-стенка и газ-стенка соответственно; τ_{iwo} , τ_{igo} — касательные напряжения на границах контакта вода-нефть и газ-нефть соответственно; P — давление; ρ_o , ρ_w — плотности нефти и воды соответственно; β — угол наклона трубы.

Проведя несложные алгебраические преобразования уравнений (3–5), получим уравнение для расчета толщины жидкой фазы h_L :

$$\frac{\tau_L S_L}{A_L} + \frac{\tau_g S_g}{A_g} + \tau_{igo} S_{igo} \left(\frac{1}{A_L} + \frac{1}{A_g} \right) - (\rho_L - \rho_g) g \sin \beta = 0$$

а затем и уровня воды в трубе h_w :

$$\frac{\tau_w S_w}{A_w} + \frac{\tau_o S_o}{A_o} - \frac{\tau_{igo} S_{igo}}{A_o} + \tau_{iwo} S_{iwo} \left(\frac{1}{A_w} + \frac{1}{A_o} \right) - (\rho_w - \rho_o) g \sin \beta = 0$$

Экспериментальные исследования водонефтяных структур течения в горизонтальных трубопроводах показали, что при различных объемных расходах воды и нефти возможны как расслоенные, так и дисперсные структуры течения [6]. На рисунке 1 приведена стратифицированная структура течения фазы нефть-вода при расслоенном газожидкостном потоке [7, 8].

Для прогнозирования стратифицированной структуры течения вода-нефть воспользуемся критерием, основанным на анализе устойчивости межфазной границы по Кельвину — Гельмгольцу с учетом вязкости жидкостей (ВКГ) и волновой неустойчивости в виде: (8), где $C_s = 15,895V_{so} + 0,4211$ — эмпирический коэффициент, характеризующий неустойчивость волнового течения; $V_{so} = u_o R_o$ — приведенная скорость нефти; ρ_f — плотности на границе раздела фаз; R_w , R_o — истинные

объемные содержания воды и нефти соответственно; u_w , u_o — действительные скорости воды и нефти соответственно; A — площадь поперечного сечения трубы; $\rho = \frac{\rho_w}{R_w} + \frac{\rho_o}{R_o}$; C_v — выражение для фазовой скорости при возникновении неустойчивости волнового течения; $C_w = \frac{\rho_w u_w R_w + \rho_o u_o R_o}{\rho_f R_w + \rho_f R_o}$.

В случае невыполнения неравенства (8) в трубопроводе вместо стратифицированного режима течения вода-нефть реализуется дисперсный режим.

Алгоритм прогнозирования прироста объемов товарной нефти за счет регулирования температурного режима сепарации ПНГ на объектах предварительной подготовки нефти

Прирост объемов товарной нефти возможен за счет снижения температуры скважинной продукции, поступающей для сепарации ПНГ на объекты предварительной подготовки нефти. Известно большое количество способов снижения температуры жидкости перед проведением сепарации газа на ДНС. В данной работе в качестве инструмента для управления температурным режимом транспортируемых флюидов по системе нефтесбора, а следовательно, и процессом сепарации ПНГ на объектах предварительной подготовки нефти рассмотрено влияние предварительного отбора воды на ПТВО. Для прогнозирования объема ПНГ, выделившегося при сепарации скважинной продукции, используется метод расчета термодинамического баланса между жидким (L) и газообразным (V) состоянием нефти.

Расчету фазовых превращений при сепарации ПНГ на ДНС предшествует математическое моделирование компонентного состава нефти, который условно разбивается на фракции, в состав которых входят как чистые вещества (углеводородные газы), так и группы углеводородов (псевдокомпоненты), содержащие алканы, циклоалканы, ароматические соединения, гетерокомпонентные

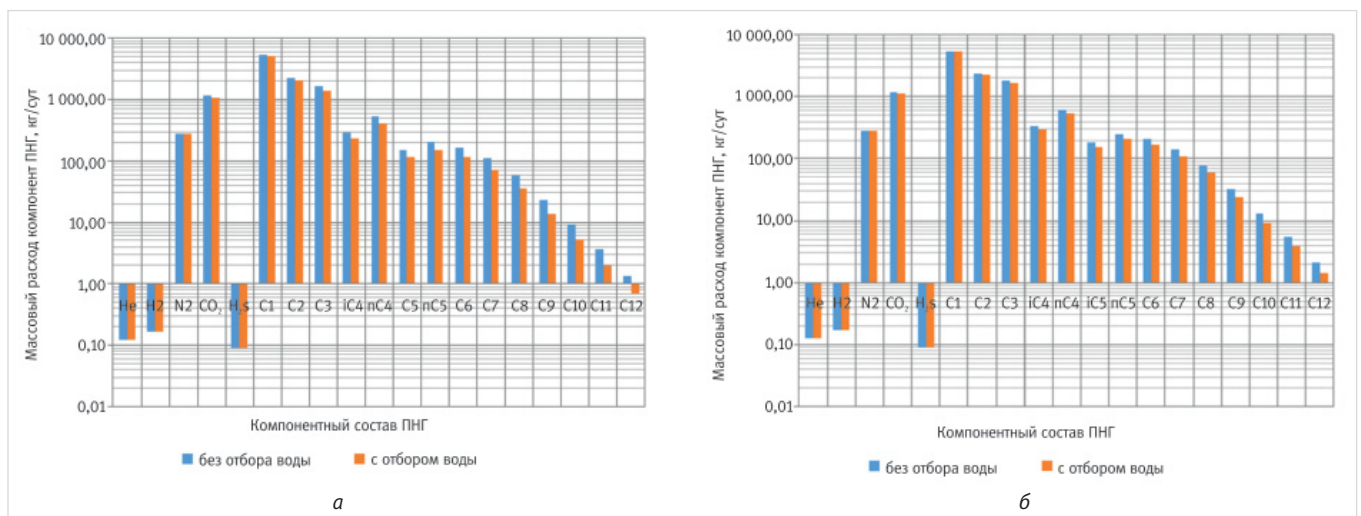


Рис. 2. Компонентный состав газовой фазы скважинной продукции на входе в ДНС без учета и с учетом предварительного сброса воды в системе нефтесбора: а — в зимний период при температуре воздуха $T_{вн} = -20$ °C; б — в летний период при температуре воздуха $T_{вн} = 20$ °C

Fig. 2. Compositional analysis of the gas phase of borehole fluids at BPS entrance without regard to and taking into account the preliminary water discharge in flow line system: а — at winter temperature of $T_{in} = -20$ °C; б — at summer temperature of $T_{in} = 20$ °C

соединения с одинаковым количеством атомов углерода. Моделирование компонентного состава нефти осуществляется с помощью трехпараметрического гамма-распределения, предложенного Whitson [10]:

$$P(M) = \frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \exp(-(M - \eta)/\beta)}{\beta^{\alpha} \Gamma(\alpha)}, \quad (9)$$

где M — молекулярная масса компонентов нефти; $\beta = \frac{M_{\text{ср}} - \eta}{\alpha}$ — параметр распределения; α — параметр кривизны распределения; $\eta = 14N - 6$; $\Gamma(\alpha)$ — гамма-функция.

Искомая мольная доля псевдокомпонента нефти z_i для заданной молярной массы в границах $[M_{i-1}, M_i]$ определяется интегралом $P(M)$ от M_{i-1} до M_i :

$$z_i = z_{C7+} \int_{M_{i-1}}^{M_i} P(M) dM = z_{C7+} [P(M \leq M_i) - P(M \leq M_{i-1})] \quad (10)$$

Согласно результатам исследований, представленным в работе [9], связанных с адаптацией трехпараметрического гамма-распределения по данным хроматографического анализа нефти, для моделирования компонентного состава нефти Мамонтовского месторождения в уравнения (9, 10) необходимо подставить следующие значения параметров: $\alpha=1,6$; $\eta=83$; $M_{C7+}=160$; $z_{C7+}=0,292$. Расчет фазовых превращений многокомпонентной углеводородной системы основан на использовании уравнений состояния (в данном случае уравнения Пенга — Робинсона) и требует кроме знания зависимости мольных долей псевдокомпонент z_i от их молярной массы M_i , задания их критических температур T_{ci} , критических давлений P_{ci} и ацентрических факторов ω_i . Для чистых веществ значения T_{ci} , P_{ci} , ω_i известны и приведены в справочной литературе. Для псевдокомпонент с неизвестным компонентным составом прогнозирование T_{ci} , P_{ci} , ω_i осуществляется по эмпирическим корреляциям [11],

которые являются функцией фактора ароматичности Y_a [12]. Для устранения расхождений расчетных и лабораторных PVT-параметров (в данном случае замеренного давления насыщения нефти газом P_b) рассматриваемой системы углеводородов требуется решение обратной задачи, заключающееся в подборе количества ароматических углеводородов, входящих в состав каждой псевдокомпоненты, путем изменения величины настроечного параметра Y_a . Адаптация параметров псевдокомпонент по замеренному давлению насыщения нефти газом P_b

показала, что для нефти Мамонтовского месторождения фактор ароматичности должен быть равным $Y_a = 0,48$.

На рисунке 2 показаны результаты расчета массовых расходов отдельных компонент ПНГ, перешедших из жидкого состояния в газообразное в процессе сепарации на ДНС одного и того же компонентного состава нефти до и после отбора воды на ПТВО.

Расчеты компонентного состава ПНГ, полученного в результате фазового превращения нефти на ДНС, показали, что при давлении сепарации $P_{\text{сеп}} = 7,58$ атм и температуре

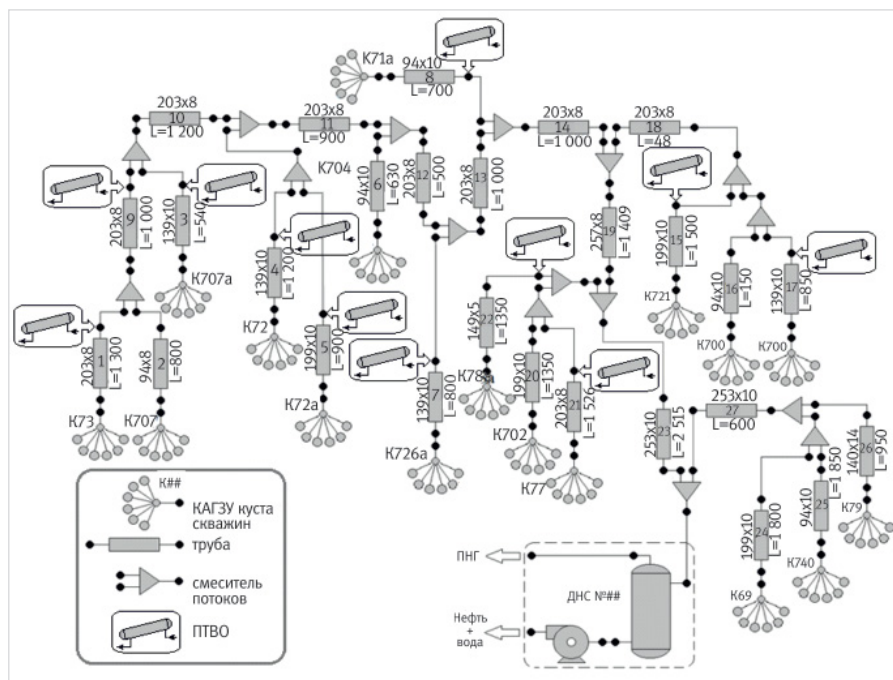


Рис. 3. Принципиальная схема трубопроводной системы нефтесбора одного из месторождений Западной Сибири

Fig. 3. Layout diagram of a field gathering system in Western Siberia

Табл. 1. Исходные данные для моделирования структур течения в трубопроводной системе нефтесбора (см. рис. 3)
Tab. 1. Initial data for flow modeling in the gathering system (see fig. 3)

Номер куста	Тем-ра на входе, °C	Давление на входе, атм	Расход нефти, м³/сут	Расход воды, м³/сут	Расход газа, кг/сут	Обводненность	Газовый фактор	Диаметр трубы, м	Длина трубы, м
K73	75	31	77,8	539,2	3 584,9	0,87	44,43	0,203	1 300
K707	65	31	56,9	194,1	2 621,8	0,77	44,43	0,094	800
K707a	75	30	60,4	227,6	2 782,3	0,79	44,43	0,139	540
K72	73	28	34,8	271,2	1 605,2	0,89	44,43	0,139	1 200
K72a	76	28	32,5	463,5	1 498,1	0,93	44,43	0,199	900
K704	64	27	38,3	196,7	1 765,7	0,84	44,43	0,094	630
K726a	75	27	37,2	270,8	1 712,2	0,88	44,43	0,139	800
K71a	71	27	13,9	93,1	642,1	0,87	44,43	0,094	700
K721	73	29	54,6	450,4	2 514,7	0,89	44,43	0,199	1 500
K70a	65	30	90,6	1 628,4	2 940,4	0,95	31,30	0,094	150
K700	74	25	46,5	93,5	2 140,2	0,64	44,43	0,139	850
K702	71	27	28,7	722,3	3 531,3	0,96	118,86	0,199	1 350
K77	75	23	30,2	250,8	980,1	0,89	31,31	0,203	1 526
K78a	71	17	30,2	179,8	1 391,1	0,86	44,43	0,149	1 350
K69	55	10	55,6	224,5	2 734,9	0,80	47,48	0,199	1 800
K740	74	9	48,8	362,2	2 251,3	0,88	44,51	0,094	1 850
K79	73	8	22,1	194,9	739,3	0,90	32,31	0,14	950
ДНС №##	69	8	759,0	6 365,1	35 534,6	0,89	44,3		

от 63 до 57 °С в компонентный состав газа, кроме газовых компонент He , H_2 , N_2 , CO_2 , H_2S , C_1 , C_2 и C_3 , входит существенное количество компонент ШФЛУ в составе $\text{C}_4\text{--C}_{12}$ (рис. 2). Снижение температурного режима сепарации скважинной продукции на ДНС за счет предварительного отбора воды на ПТВО в летний период от 63 до 57 °С, а в зимний от 57 до 47 °С приводит к уменьшению массовых расходов газовой фазы ШФЛУ.

Апробация алгоритмов повышения эффективности предварительного отбора воды из промысловых трубопроводов

В качестве объекта для апробации разработанных алгоритмов прогнозирования

структуры трехфазного течения вода-нефть-газ использовалась промысловая трубопроводная система одного из нефтяных месторождений Западно-Сибирского региона.

На рисунке 3 приведена принципиальная схема системы нефтесбора для транспортировки скважинной продукции для предварительной подготовки нефти на одной из ДНС Мамонтовского месторождения. Трубопроводная сеть нефтесбора условно разбита на 27 линейных трубопроводных участков, имеющих определенную длину и диаметр внутреннего сечения. В таблице 1 приведены исходные данные на выходе из каждого куста скважин (рис. 3), необходимые для моделирования структур течения на участках

трубопроводной системы нефтесбора: температура; давление; расход воды, нефти, газа; обводненность и газовый фактор скважинной продукции.

Расчетный анализ структуры течения газовой-нефтяной смеси в промысловом трубопроводе показал, что на участках трубопровода 1, 3–5, 7–9, 15, 17, 22 и 23 реализуются расслоенные режимы течения жидкость-газ и вода-нефть (табл. 2). Установка на этих участках трубопровода ПТВО обеспечит гарантированный 90 % отбор воды из скважинной продукции.

Результаты расчетов показали возможный эффект от предварительного отбора подтоварной воды на выбранных участках

Табл. 2. Результаты прогнозирования режимов течения фаз жидкость-газ и вода-нефть и снижения температуры флюидов в промысловом трубопроводе за счет предварительного сброса воды

Tab. 2. Results of forecasting the flow regimes of the liquid-gas and water-oil phases and reducing the temperature of fluids in the field pipeline due to the preliminary water discharge

Номер трубы	Прогнозный режим течения жидкость-газ	Прогнозный режим течения вода-нефть	Планируемое мероприятие	Расчетный сброс воды (ΔQ_w), м ³ /ч	Снижение тем-ры $\Delta T_{\text{вых}}$, °С при $T_{\text{QH}} = 20\text{ °С}$	Снижение тем-ры $\Delta T_{\text{вых}}$, °С при $T_{\text{QH}} = -20\text{ °С}$
1	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	20,219	10,18	17,52
2	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	0,00	0,00
3	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	8,535	5,36	9,03
4	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	10,168	12,24	21,76
5	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	17,381	9,25	15,95
6	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	0,00	0,00
7	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	10,156	9,41	15,51
8	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	3,490	13,39	25,16
9	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	9,3	15,13	24,15
10	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	16,67	28,28
11	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	16,26	28,03
12	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	11,30	17,32
13	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	12,89	20,30
14	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	14,36	23,09
15	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	16,890	12,19	21,24
16	Пробковый	Дисперсный нефть в воде	Без изменений	0	0	0
17	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	3,508	9,12	16,01
18	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	9,52	16,16
19	Пробковый	Дисперсный в воде и вода	Без изменений	0	10,42	17,22
20	Стратифицированный	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменений	0	0	0
21	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	9,405	20,25	35,43
22	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	6,743	16,02	29,29
23	Пробковый	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменений	0	7,78	12,72
24	Стратифицированный	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменений	0	0	0
25	Пробковый	Стратифицированный	Без изменений	0	0	0
26	Стратифицированный	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменений	0	0	0
27	Пробковый	Стратифицированный	Без изменений	0	0	0
Параметры на входе ДНС	Тем-ра, °С при $T_{\text{QH}} = 20\text{ °С}$	Тем-ра, °С при $T_{\text{QH}} = -20\text{ °С}$	Давление, атм	Расчетный сброс воды перед ДНС, м ³ /сут	Снижение тем-ры, °С при $T_{\text{QH}} = -20\text{ °С}$	Снижение тем-ры, °С при $T_{\text{QH}} = 20\text{ °С}$
ДНС№##	62,960	56,670	7,580	2 779,101	9,46	5,82

трубопровода одной из промысловых систем Мамонтовского месторождения. Применение ПТВО на рекомендуемых участках трубопроводной системы позволит:

- снизить расход поступающей из трубопроводной системы нефтесбора на ДНС подтоварной воды на 2 779,1 м³/сут;
- снизить температуру скважинной продукции на входе в ДНС в летний период (при температуре окружающей среды 20 °С) на 5,82 °С и в зимний период (при -20 °С) на 9,46 °С (рис. 4). Снижение температуры процесса сепарации ПНГ на анализируемом ДНС позволит обеспечить прирост товарной нефти за счет перехода ШФЛУ из газообразной в жидкую фазу в летний период на 0,7 т/сут, в зимний период на 1,1 т/сут.

Итоги

Разработанная методика по выбору участков промыслового трубопровода для установки ПТВО доказала свою эффективность. Результаты расчетов по предварительному отбору подтоварной воды на ПТВО, установленных на рекомендуемых в методике участках трубопроводной системы нефтесбора (на примере Мамонтовского месторождения), показали:

- расход поступающей из трубопроводной системы нефтесбора на ДНС подтоварной воды можно снизить на 2 779,1 м³/сут;
- температуру скважинной продукции на входе в ДНС можно снизить на 5,8...9,5 °С (при температуре

окружающей среды 20...-20 °С);

- прирост в процессе сепарации товарной нефти за счет перехода ШФЛУ из газообразной в жидкую фазу можно повысить на 0,7...1,1 т/сут (при снижении температуры скважинной продукции на 5,8...9,5 °С).

Выводы

Разработанная методика может быть использована на нефтяных месторождениях с прогрессирующим ростом обводненности добываемой продукции. Предложенные в методике расчетные алгоритмы позволяют:

- путем прогнозирования структуры газонефтяной смеси определять участки промыслового трубопровода, на которых установка ПТВО обеспечит максимально возможный отбор балластной воды;
- проводить оценку влияния предварительного отбора балластной воды на температурный режим сепарации ПНГ на объектах предварительной подготовки нефти с целью прогнозирования прироста объемов товарной нефти за счет снижения температурной летучести фракции легких жидких углеводородов.

Литература

1. Пашали А.А., Михайлов В.Г. Гидромеханика многофазных течений в трубопроводной инфраструктуре нефтяных месторождений. Уфа: БашНИПИнефть, 2020. 336 с.
2. Funada T., Joseph D.D. Viscous potential

flow analysis of Kelvin-Helmholtz instability in a channel. Journal of Fluid Mechanics, 2001, Vol. 445, P. 263–283. (In Eng).

3. Hall A. Multiphase flow of oil, water and gas in horizontal pipes. Ph.D. thesis, Imperial College of science, Technology and Medicine, University of London, 1992. (In Eng).
4. Taitel Y., Barnea D., Brill J.P. Stratified three phase flow in pipes. International Journal of Multiphase Flow, 1995, Vol. 21, issue 1, P. 53–60. (In Eng).
5. Khor S. H. Three-phase liquid-liquid-gas stratified flow in pipelines. Ph.d. thesis, Imperial College of Science, Technology and Medicine, University of London, 1998. (In Eng).
6. Trallero J.L. Oil-water flow patterns in horizontal pipes. Ph.d. dissertation, University of Tulsa, 1995, 182 p. (In Eng).
7. Пашали А.А., Михайлов В.Г. Механическая методика прогнозирования течения водонефтяной смеси в наземной трубопроводной инфраструктуре // Сборник тезисов XIII научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений». Уфа, 14–15 апреля 2021. С. 41–42.
8. Пашали А.А., Михайлов В.Г. Некоторые подходы к механистическому моделированию структуры течения водонефтяной смеси в горизонтальных трубопроводах // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 82–86.
9. Михайлов В.Г., Волков М.Г., Халфин Р.С. Алгоритм автоматизированной настройки термодинамической модели углеводородной системы на лабораторные данные месторождений Западной Сибири // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 4. С. 100–110.
10. Whitson C.H. Effect of C7+ properties on equation-of-state predictions. Society of Petroleum Engineers Journal, 1984, Vol. 24, P. 685–696. (In Eng).
11. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. SPE Monograph. First Printing. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas, 2000. 230 p. (In Eng).
12. Yarbrough L. Application of a Generalized Equation of State to Petroleum Reservoir Fluids. Equations of State in Engineering and Research. Advances in Chemistry Series, American Chemical Soc. Washington, DC, 1978, P. 385–439. (In Eng).

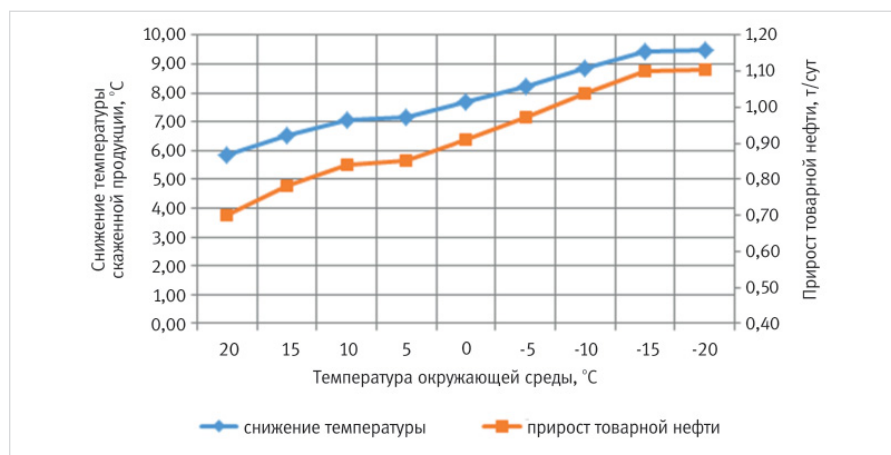


Рис. 4. Зависимость снижения температуры скважинной продукции и прироста товарной нефти на ДНС в функции от температуры окружающей среды
Fig. 4. The dependence of the borehole fluids temperature decrease and the increase in commercial oil on the BPS as a function of the ambient temperature

ENGLISH

Results

The developed methodology for selecting the sections of the field pipeline for installing the IPWS has proved its effectiveness. The calculation results on the preliminary withdrawal of commercial water at the IPWS installed on the sections recommended by the methodology of the oil gathering pipeline system (case study of Mamontovskoye field) shows that:

- the consumption of bottom water coming from the oil gathering pipeline system to the BPPS can be reduced by 2 779,1 м³/day;
- the temperature of well production at the inlet to the BPPS can be reduced by 5,8...9,5 °С (at an ambient temperature of 20...-20 °С);
- the increase in the process of separating commercial oil due to the transition of NGLs from the gaseous to the liquid phase can be increased by 0,7 ... 1,1 t/day (with a decrease in the temperature of well production by 5,8...9,5 °С).

Conclusions

The developed technique can be used in the oil fields with a progressive increase in the water cut of the production fluid. The given calculation algorithms allow:

- by predicting the structure of the gas-water-oil mixture, determine the sections of the field pipeline, where the IPWS unit will ensure the maximum possible ballast water withdrawal;
- assess the effect of preliminary ballast water withdrawal on the temperature regime of APG separation at oil pre-treatment facilities in order to predict the increase in commercial oil volumes due to a decrease in the thermal volatility of the light liquid hydrocarbon fraction.

References

1. Pashali A.A., Mikhailov V.G. Hydromechanics of multiphase flows in the pipeline infrastructure of oil fields. Ufa: RN-BashNIPIneft, 2020. 336 p. (In Russ).
2. Funada T., Joseph D.D. Viscous potential flow analysis of Kelvin-Helmholtz instability in a channel. Journal of Fluid Mechanics, 2001, Vol. 445, P. 263–283. (In Eng).
3. Hall A. Multiphase flow of oil, water and gas in horizontal pipes. Ph.D. thesis, Imperial College of science, Technology and Medicine, University of London, 1992. (In Eng).
4. Taitel Y., Barnea D. and Brill J.P. Stratified three phase flow in pipes. International Journal of Multiphase Flow, 1995, Vol. 21, issue 1. P. 53–60. (In Eng).
5. Khor S.H. Three-phase liquid-liquid-gas stratified flow in pipelines. Ph.D. thesis, Imperial College of Science, Technology and Medicine, University of London, 1998. (In Eng).
6. Trallero J.L. Oil-water flow patterns in horizontal pipes. Ph.d. dissertation, University of Tulsa, 1995, 182 p. (In Eng).
7. Pashali A.A., Mikhailov V.G. Mechanistic method for predicting the water-and-oil mixture flow in the onshore pipeline infrastructure. Collection of abstracts of the 13th scientific and practical conference “mathematical simulation and computer technology in the field development processes”. Ufa, 2021 April 14–15, P. 41–42. (In Russ).
8. Pashali A.A., Mikhailov V.G. Some approaches to mechanistic modeling the structure of the water-oil mixture in the horizontal pipelines. Oil. Gas. Novation, 2018, issue 12, P. 82–86. (In Russ).
9. Mikhailov V.G., Volkov M.G., Khalfin R.S. An algorithm of automatic history matching of a thermal flow model of hydrocarbon systems to the laboratory data of the oil composition of Western Siberian fields. Problems of Gathering, Treatment and transportation of oil and oil products, 2017, issue 4, P. 100–110. (In Russ).
10. Whitson C.H. Effect of C7+ properties on equation-of-state predictions. Society of Petroleum Engineers Journal, 1984, Vol. 24, P. 685–696. (In Eng).
11. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. SPE Monograph. First Printing. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas, 2000. 230 p. (In Eng).
12. Yarbrough L. Application of a Generalized Equation of State to Petroleum Reservoir Fluids. Equations of State in Engineering and Research. Advances in Chemistry Series, American Chemical Soc. Washington, DC, 1978, P. 385–439. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пашали Александр Андреевич, к.т.н., директор
департамента научно-технического развития и инноваций,
ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Зейгман Юрий Вениаминович, д.т.н., профессор,
ООО «РН-БашНИПинефть», Уфа, Россия

Михайлов Валерий Германович, д.т.н., профессор,
ООО «РН-БашНИПинефть», Уфа, Россия
Для контактов: mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru

Pashali Aleksandr Andreevich, candidate of engineering
sciences, director of scientific and technological development
and innovations department, “NK “Rosneft” PJSC,
Moscow, Russia

Zeigman Yuri Veniaminovich, doctor of technical sciences,
professor, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mikhaylov Valeriy Germanovich, doctor of engineering
sciences, professor, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru

ООО «Выставочная компания
Сибэкспосервис»



Пятнадцатая межрегиональная специализированная выставка
НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК
НИЖНЕВАРТОВСК, 04–05 октября 2022 г.



Одиннадцатая межрегиональная специализированная выставка
САХАПРОМЭКСПО – 2022
ЯКУТСК, 26–27 октября 2022 г.

+7 (383) 335 63 50
vkxes@yandex.ru
www.ses.net.ru

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**

Генеральный информационный партнер