

УДК 665.622.2

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-121-131

**Особенности технологического расчета входной сепарационной
установки с предварительным сбросом воды**

М. Ю. Тарасов^{1*}, Е. А. Клевцов¹, В. М. Тарасов²

¹ПАО «Гипротюменнефтегаз», Тюмень, Россия

²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

*tarasov@gtng.ru

Аннотация. Для обеспечения эффективной сепарации продукции нефтяных добывающих скважин с повышенным содержанием попутного нефтяного газа используются входные сепарационные установки, состоящие из входного сепаратора, который обеспечивает отделение основного количества свободного газа от жидкости, нефтегазосепаратора, в котором от жидкости окончательно отделяется свободный газ, и сепаратора-каплеуловителя, предназначенного для предотвращения уноса капельной жидкости с газом. При поступлении на установку газоводонефтяной смеси с высоким водосодержанием вместо нефтегазосепаратора может быть использован нефтегазоводоразделитель, что позволяет осуществлять одновременно с разгазированием предварительный сброс воды. В работе рассмотрена технология сепарации и предварительного сброса воды для нефтей с повышенным газосодержанием и предложен вариант с использованием подогрева частично разгазированной жидкости. Приведены эмпирические зависимости минимальной высоты столба жидкости над нефтегазосепаратором (нефтегазоводоразделителем) в зависимости от вязкости и плотности жидкости. Разработана методика технологического расчета взаиморасположения аппаратов и показана возможность использования теплообменных аппаратов в составе установки.

Ключевые слова: сепарация нефти и газа, предварительный сброс воды, технологический расчет, нефтегазоводоразделитель

Для цитирования: Тарасов, М. Ю. Особенности технологического расчета входной сепарационной установки с предварительным сбросом воды / М. Ю. Тарасов, Е. А. Клевцов, В. М. Тарасов. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-5-121-131 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 5. – С. 121–131.

**Features of the technological calculation of the inlet separation plant
with preliminary water discharge**

Mikhail Yu. Tarasov^{1*}, Evgeniy A. Klevtsov¹, Vladislav M. Tarasov²

¹Giprotyumenneftegaz PJSC, Tyumen, Russia

²Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

*tarasov@gtng.ru

Abstract. To ensure efficient separation of oil production wells with a high content of associated petroleum gas, inlet separation units are used, consisting of an inlet separator, which ensures the separation of the main amount of free gas from liquid, an oil and gas separator, in which free gas is finally separated from the liquid, and a separator-drop catcher, designed to prevent entrainment of droplet liquid with gas. When a gas-water-oil mixture with a high water content enters the plant, an oil and gas water separator can be used instead of an oil and gas separator, which makes it possible to carry out a preliminary discharge of water simultaneously with degassing. The article considers the technology of separation and preliminary discharge of water for oils with high gas content and proposes a variant using heating of a partially degassed liquid. Empirical dependences of the minimum height of the liquid column above the oil and gas separator (gas and water separator) depending on the viscosity and density of the liquid are given. A technique for technological calculation of the mutual arrangement of apparatuses has been developed, the possibility of using heat exchangers as part of the installation has been shown.

Keywords: oil and gas separation, preliminary water discharge, technological calculation, oil-gas-water separator

For citation: Tarasov, M. Yu, Klevtsov, E. A., & Tarasov, V. M. (2022). Features of the technological calculation of the inlet separation plant with preliminary water discharge. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 121-131. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-5-121-131

Введение

На ряде нефтяных месторождений, в продуктивных пластах которых нефть находится в так называемых подгазовых зонах, наблюдаются прорывы газа из газовых шапок (вышележащих газовых пластов) в нефтедобывающие скважины. Это обуславливает необходимость отделения большого количества газа в процессе сбора и подготовки нефти. Для эффективного отделения газа от нефти в этих условиях была разработана технология с входным сепаратором, который устанавливается перед первой ступенью сепарации [1–4]. В настоящее время процесс сепарации по данной технологии осуществляется на входной нефтегазосепарационной установке (ВНГСУ), состоящей из входного сепаратора (СВ), нефтегазосепаратора (НГС) и газосепаратора-каплеуловителя (ГС) согласно разработанным нормативным документам¹.

При этом высоты монтажа аппаратов должны определяться проектными и конструкторскими организациями согласно гидравлическому расчету в зависимости от диаметра соединительных трубопроводов, параметров процесса сепарации и физико-химических свойств продукции скважин.

Целью данной работы является разработка методического подхода к технологическому расчету ВНГСУ, а именно к расчету взаимного расположения аппаратов, составляющих ВНГСУ, в условиях одновременного отделения в ней газа и предварительного сброса воды.

¹РД 39-0148070-320-88. Руководство по применению технологии сепарации нефти на месторождениях с подгазовыми зонами. – Тюмень, 1988. – 12 с.

²РД-39-0004-90. Руководство по проектированию и эксплуатации сепарационных узлов нефтяных месторождений, выбору и компоновке сепарационного оборудования. – Уфа, 1990. – 68 с.

Объект и методы исследования

Размещение ВНГСУ в системе сбора, подготовки и внутрипромыслового транспорта нефти, газа и воды и, соответственно, взаиморасположение аппаратов, составляющих установку, зависят от ее функционального назначения.

Как правило, такие установки располагаются на дожимных насосных станциях (ДНС) либо на установках предварительного сброса воды (УПСВ), где используются для повышения эффективности сепарации нефти и газа.

На месторождениях с подгазовыми зонами (повышенным содержанием газа в водонефтегазовой смеси) ВНГСУ могут быть расположены на кустах скважин или в ключевых точках нефтегазосбора для разделения потоков газа и жидкости. Для нефтегазосборных трубопроводов на этих месторождениях характерно наличие пробкового (пульсирующего) режима течения водонефтегазовой смеси, что в условиях надземной прокладки трубопроводов обуславливает потенциальную аварийную ситуацию из-за возможного смещения трубопровода [5]. Одним из вариантов предотвращения образования пробок и установления стабильных режимов течения является использование напорной двухтрубной системы сбора с применением нефтегазовых сепараторов для разделения жидкости и газа [6].

В процессе эксплуатации месторождения на ВНГСУ начинает поступать газоводонефтяная смесь с повышенным водосодержанием, и возникает вопрос об организации предварительного сброса воды. Рациональным вариантом является совмещение процессов разгазирования и водоотделения в одном аппарате [7, 8]. В этом случае вместо нефтегазосепаратора может быть использован нефтегазоводоразделитель (НГСВ), что позволяет осуществлять одновременно с разгазированием предварительный сброс воды.

Принципиальная схема взаиморасположения аппаратов ВНГСУ с предварительным сбросом воды приведена на рисунке 1. Входной сепаратор, работающий по «сухому дну», снабжен двумя штуцерами ввода газожидкостной смеси (для уменьшения ее скорости), штуцерами вывода газа, жидкости, а также внутренними устройствами (дефлекторами) для отделения газа от жидкости. Для того чтобы отделяемая во входном сепараторе жидкость могла поступать в нефтегазосепаратор, входной сепаратор устанавливается над нефтегазовым на определенной высоте, обеспечивающей свободный слив улавливаемой жидкости.

В ряде случаев СВ и НГСВ по техническим соображениям должны находиться на существенном расстоянии друг от друга, следовательно, длина и диаметр сливного трубопровода, по которому жидкость самотеком стекает из СВ в НГСВ, должны быть учтены при выборе месторасположения аппаратов. Влияние размеров сливного трубопровода особенно сильно заметно при поступлении на ВНГСУ высоковязких устойчивых водонефтяных эмульсий (ВНЭ).

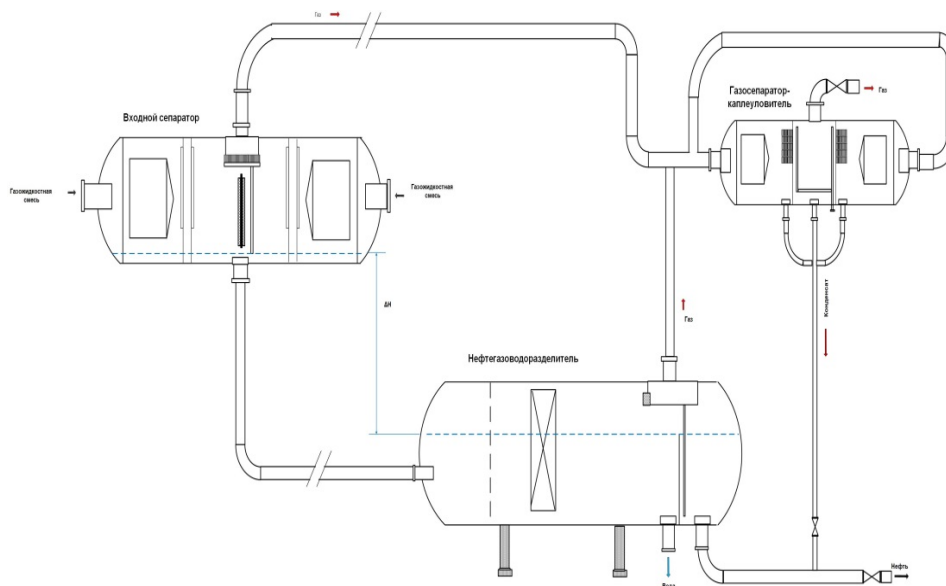


Рис. 1. Установка входной сепарации и предварительного сброса воды

Реологические свойства ВНЭ, принятые для расчетов, приведены на рисунке 2.

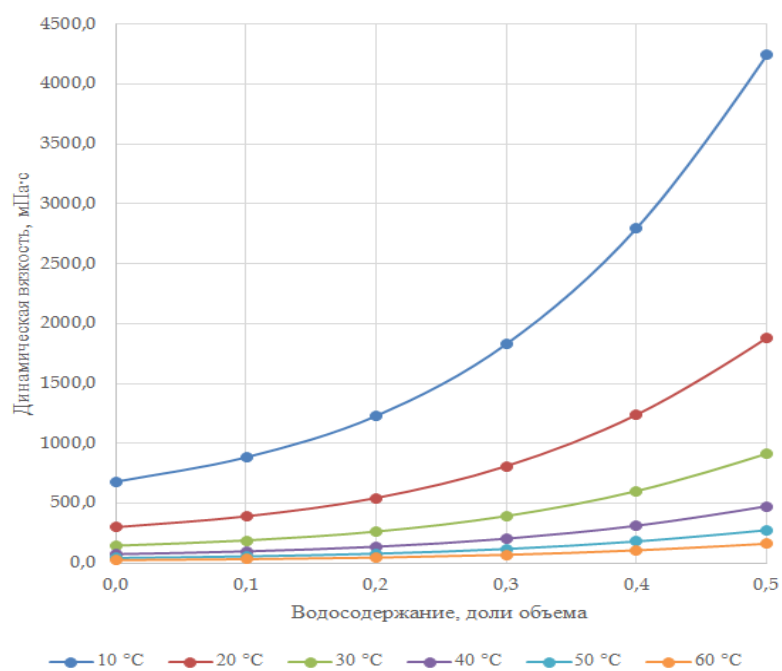


Рис. 2. Зависимость вязкости ВНЭ от водосодержания

Для обеспечения предварительного сброса воды из ВНЭ необходимо снизить ее устойчивость, то есть добиться условий, при которых в НГСВ одновременно с окончательным разгазированием водонефтегазовой смеси будет происходить отделение воды. При низких температурах в нефтегазосборе такого результата достигнуть трудно даже при обработке деэмульгатором.

Одним из технологических вариантов одновременного решения проблем эффективного разгазирования и отделения воды является подогрев сливаемой из СВ жидкости, обеспечивающий понижение вязкости ВНЭ и достижение температуры, при которой происходит предварительный сброс воды в НГСВ.

На рисунке 3 показана технологическая схема установки с подогревом ВНЭ с помощью теплообменника (ТО), который устанавливается на линии слива жидкости из СВ в НГСВ.

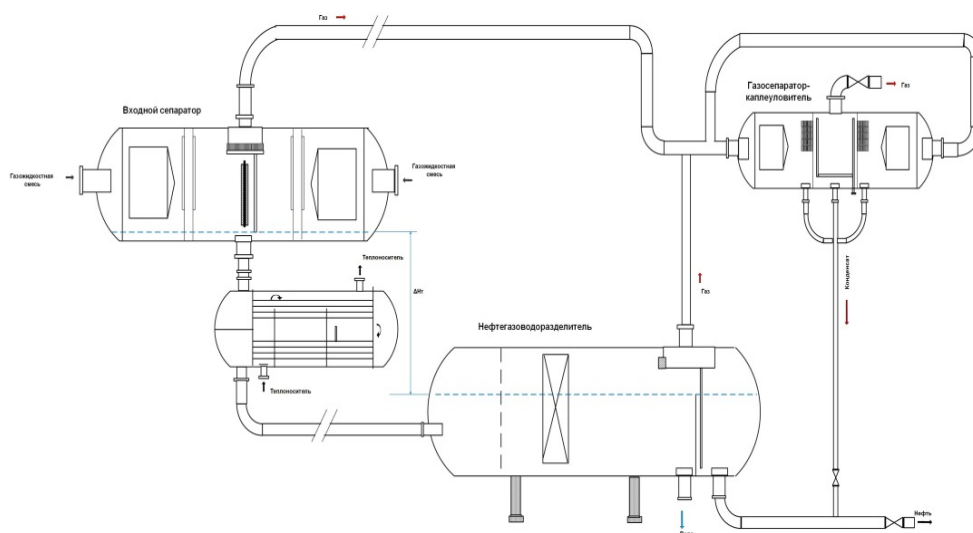


Рис. 3. Установка входной сепарации и предварительного сброса воды с подогревом

Добавление ТО в состав ВНГСУ, с одной стороны, увеличивает потери напора в линии самотечного слива жидкости из СВ из-за дополнительного гидравлического сопротивления ТО, а с другой стороны, снижает потери напора в сливном трубопроводе из-за уменьшения вязкости и плотности жидкости.

Следовательно, при разработке алгоритма технологического расчета ВНГСУ особое внимание должно быть уделено определению минимальной высоты между аппаратами НГСВ и СВ (уровнями жидкости в аппаратах) в зависимости от расхода и свойств водонефтегазовой смеси и расстояния между аппаратами как с учетом, так и без учета промежуточного подогрева жидкости.

Эта высота должна определяться на основании гидравлического расчета с учетом всех составляющих потерь напора в линии самотечного слива жидкости.

Результаты

Высота столба жидкости ΔH над НГСВ (НГС), то есть разница между уровнями жидкости в СВ и НГСВ может быть определена в соответствии с выражением (1)

$$\Delta H = H_{\text{вж}} + H_{\text{тр1}} + H_{\text{см}} = \frac{w_{\text{вж}}^2}{2 \cdot g} + (\Sigma \xi_{\text{тр1}} + \lambda_{\text{тр1}} \cdot \frac{l_{\text{тр1}}}{d_{\text{тр1}}}) \cdot \frac{w_{\text{трж}}^2}{2 \cdot g} + \xi_{\text{см}} \cdot \frac{w_{\text{см}}^2}{2 \cdot g}, \quad (1)$$

где $H_{\text{вж}}$ — потери напора в штуцере выхода жидкости из СВ, м; $H_{\text{тр1}}$ — потери напора в трубопроводе, соединяющем СВ и НГСВ, м; $H_{\text{см}}$ — потери напора во входном устройстве НГСВ, м; $\xi_{\text{вж}}$ — коэффициент местного сопротивления штуцера выхода жидкости из СВ; $\xi_{\text{см}}$ — коэффициент местного сопротивления штуцера входа водонефтегазовой смеси в НГСВ; $w_{\text{вж}}$ — скорость жидкости в штуцере выхода из СВ, м/с; $w_{\text{трж}}$ — скорость жидкости в трубопроводе, соединяющем СВ и НГСВ, м/с; $w_{\text{см}}$ — скорость водонефтегазовой смеси в штуцере входа в НГСВ, м/с; $\lambda_{\text{тр1}}$ — коэффициент сопротивления трубопровода, соединяющего СВ и НГСВ; $\Sigma \xi_{\text{тр1}}$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений трубопровода, соединяющего СВ и НГСВ; $l_{\text{тр1}}$ — длина трубопровода, соединяющего СВ и НГСВ, м; $d_{\text{тр1}}$ — диаметр трубопровода, соединяющего СВ и НГСВ, м; g — ускорение свободного падения, м²/с.

При свободном самотечном сливе вязкой жидкости из входного сепаратора скорость в штуцере выхода жидкости согласно нормативу³ рекомендуется поддерживать в пределах 0,2–0,5 м/с.

Следовательно, предельное значение потерь напора в штуцере выхода жидкости из входного сепаратора составит

$$H_{\text{см}} = \xi_{\text{см}} \cdot \frac{w_{\text{см}}^2}{2 \cdot g} = 1,2 \cdot \frac{0,5^2}{2 \cdot 9,81} = 0,019 \text{ (м)}. \quad (2)$$

Если считать, что диаметр выходного патрубка СВ, трубопровода, соединяющего СВ и НГСВ, и входного патрубка НГСВ равны, а скорость движения жидкости равна 0,5 м/с, то, принимая коэффициент местного сопротивления на входном устройстве НГСВ равным 1,2, получим

$$H_{\text{вж}} = \xi_{\text{вж}} \cdot \frac{w_{\text{вж}}^2}{2 \cdot g} = 1,2 \cdot \frac{0,5^2}{2 \cdot 9,81} = 0,015 \text{ (м)}. \quad (3)$$

³ ГОСТ Р 58367-2019. Обустройство месторождений на суше. Технологическое проектирование. – Введ. 2019-03-12. – М.: Стандартинформ, 2019. – 120 с.

Допустим, что слив жидкости в нефтегазоводоразделитель происходит при ламинарном режиме течения, тогда преобразуем формулу (1) и получим зависимость ΔH от плотности и вязкости жидкости:

$$\Delta H = A + \frac{B \cdot \mu_{\text{ж}}}{\rho_{\text{ж}}}, \quad (4)$$

где $\rho_{\text{ж}}$ — плотность жидкости, кг/м^3 ; $\mu_{\text{ж}}$ — динамическая вязкость жидкости, $\text{Па}\cdot\text{с}$;

$$A = 0,034 + 0,01275 \cdot \Sigma \xi_{\text{тр1}}; B = \frac{1,633 \cdot l_{\text{тр1}}}{d_{\text{тр1}}^2}. \quad (5)$$

На рисунке 4 приведены расчетные зависимости минимальной высоты столба жидкости над нефтегазоводоразделителем, находящимся в составе нефтегазосепарационной установки, на которую поступает газожидкостная смесь, жидкой фазой в которой является высоковязкая водонефтяная эмульсия (ВНЭ) с водосодержанием от 0,1 до 0,5 долей объема (вязкость нефти при 20°C равна $302 \text{ мПа}\cdot\text{с}$) от водосодержания ВНЭ.

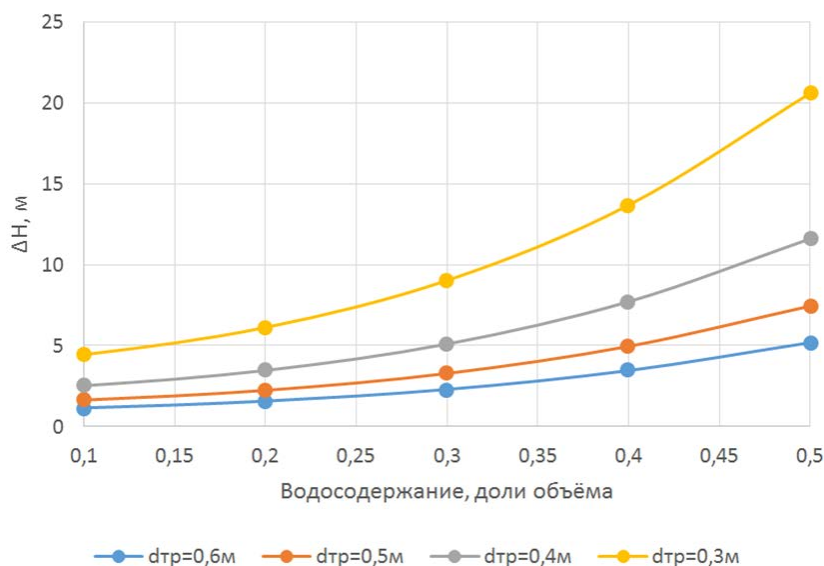


Рис. 4. Зависимость высоты СВ-НГСВ от водосодержания ВНЭ при различных диаметрах трубопровода, их соединяющего, при температуре 10°C (длина трубопровода — 300 м)

Анализ результатов, приведенных на рисунке 4, показывает, что для нормального функционирования установки требуется устанавливать СВ на высоте не менее 5 м над НГСВ.

Сокращение высоты между СВ и НГСВ (с одновременным обеспечением эффективного предварительного сброса воды в НГСВ) может быть достигнуто установкой теплообменного аппарата (см. рис. 3).

При расчете требуемой высоты столба жидкости над НГСВ в данном случае следует учитывать потери напора в трубопроводе, соединяющем СВ и ТО, а также потери напора в самом ТО.

Если принять диаметр трубопровода, соединяющего СВ и ТО и ТО и НГС (НГСВ) одинаковым, то величину столба жидкости над НГС (НГСВ) на установке с подогревом можно выразить соотношением (6)

$$\Delta H_T = A_1 + B_1 \cdot \left(\frac{\mu_{ж} \cdot l_{тр2}}{\rho_{ж}} + \frac{\mu_{жт} \cdot l_{тр3}}{\rho_{жт}} \right), \quad (6)$$

где $\rho_{жт}$ — плотность жидкости при температуре нагрева, кг/м³; $\mu_{жт}$ — динамическая вязкость жидкости при температуре нагрева, Па·с; $l_{тр2}$, $l_{тр3}$ — длина трубопровода, соединяющего СВ и ТО, ТО и НГС (НГСВ), соответственно.

$$A_1 = 0,034 + H_{ТО} + 0,01275 \cdot (\Sigma \xi_{тр2} + \Sigma \xi_{тр3}); B_1 = \frac{1,633}{d_{тр2-3}^2}, \quad (7)$$

где $\Sigma \xi_{тр2}$, $\Sigma \xi_{тр3}$ — сумма коэффициентов местных сопротивлений трубопровода, соединяющего СВ и ТО, ТО и НГС (НГСВ), соответственно; $d_{тр2-3}$ — диаметр трубопроводов, соединяющих СВ, ТО и НГС (НГСВ).

На рисунке 5 приведены расчетные зависимости минимальной высоты столба жидкости над теплообменником и нефтегазодоразделителем, находящимися в составе нефтегазосепарационной установки, на которую поступает газожидкостная смесь, жидкой фазой в которой является высоковязкая водонефтяная эмульсия (ВНЭ) с реологическими характеристиками, представленными на рисунке 3.

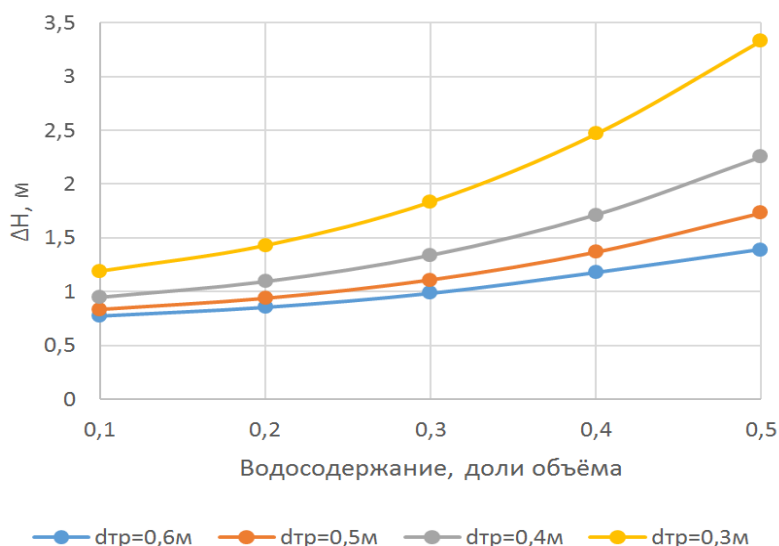


Рис. 5. Зависимость высоты СВ-ТО-НГСВ от водосодержания ВНЭ при различных диаметрах трубопровода, их соединяющего, при нагреве в ТО от 10 до 40 °С (длина от СВ до ТО — 10 м; общая длина — 300 м)

Результаты расчетов, представленные на рисунке 5, показывают, что при снабжении нефтегазосепарационной установки теплообменным аппаратом, обеспечивающим подогрев отделяемой в СВ жидкости до температуры предварительного сброса воды, можно существенно уменьшить минимально необходимую для слива в НГСВ высоту столба жидкости.

Выводы

Для обеспечения предварительного сброса воды в условиях использования технологии сепарации нефтей с высоким газосодержанием рекомендуется использовать нефтегазоводоотделитель, в котором совмещены процессы отделения воды и газа от нефти. При этом для интенсификации процесса отделения воды от нефти нагретом рекомендуется использовать теплообменный аппарат, устанавливаемый на линии самотечного слива жидкости из входного сепаратора в нефтегазоводоотделитель.

Разработана методика гидравлического расчета нефтегазосепарационной установки для сепарации нефтей с высоким газосодержанием, позволяющая оценить взаиморасположение аппаратов с учетом проектных режимов работы установки и реологических свойств продукции.

Список источников

1. Технологические схемы сепарации нефти и газа на первых ступенях / Ю. Н. Савватеев, Н. С. Маринин, Н. В. Кириллов, Г. Н. Соболева. – Текст : непосредственный // Добыча нефти в условиях интенсификации освоения месторождений Западной Сибири : сборник научных трудов. – Тюмень : СибНИИ НП, 1987. – С. 60–66.
2. Внедрение ресурсосберегающих технологий сепарации нефти на промысловых объектах Главтюменнефтегаза / Н. С. Маринин, Н. В. Кириллов, Ю. Н. Савватеев [и др.]. – Текст : непосредственный // Повышение технологической надежности процессов добычи нефти в условиях Западной Сибири : сборник научных трудов. – Тюмень : СибНИИ НП, 1990. – С. 93–104.
3. Кабанов, Н. А. Оптимальные соотношения размеров цилиндрических дефлекторов для газожидкостных сепараторов / Н. А. Кабанов. – Текст : непосредственный // Повышение технологической надежности процессов добычи нефти в условиях Западной Сибири : сборник научных трудов. – Тюмень : СибНИИ НП, 1990. – С. 115–121.
4. Патент на полезную модель № 169888 Российская Федерация, МПК E21B 43/34 (2006.01). Нефтегазовый сепаратор : № 2016132855 : заявл. 09.08.2016 : опубл. 05.04.2017, Бюл. № 10 / Щербинин И. А., Тарасов М. Ю., Столбов И. В. ; патентообладатель ПАО «Гипротюменнефтегаз». – 7 с. – Текст : непосредственный.
5. Васильев, Д. С. Перемещения надземного промыслового нефтегазопровода при пробковой структуре течения транспортируемой углеводородной смеси / Д. С. Васильев, Е. П. Запорожец. – Текст : непосредственный // Научно-технический вестник ОАО НК «Роснефть». – 2014 – № 1 (34). – С. 60–64.

6. Повышев, К. И. Нефтегазоконденсатные месторождения. Системный подход к управлению мультифазным потоком / К. И. Повышев, С. А. Вершинин, О. С. Верниковская. – Текст : непосредственный // PRНефть. Профессионально о нефти. – 2017. – № 4 (6). – С. 59–63.
7. Тронов, В. П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти / В. П. Тронов; Академия Республики Татарстан. – Казань : ФЭН, 2002. – 407 с. – Текст : непосредственный.
8. Комплексный подход к модернизации оборудования для сбора и подготовки продукции скважин / В. А. Крюков, И. А. Каленков, Х. В. Кильмухаметов, С. Н. Дубенок. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 3. – С. 107–109.

References

1. Savvateev, Yu. N., Marinin, N. S., Kirillov, N. V., & Soboleva, G. N. (1987). Tekhnologicheskie skhemy separatsii nefiti i gaza na pervykh stupenyakh. Dobycha nefiti v usloviyakh intensivifikatsii osvoeniya mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri: sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, SibNIINP Publ., pp. 60-66. (In Russian).
2. Marinin, N. S., Kirillov, N. V., Savvateev, Yu. N., Kinn K. F., & Nazmutdinov, F. B. (1990). Vnedrenie resursoberegayushchikh tekhnologiy separatsii nefiti na pro-myslovyykh ob'ektakh Glavtyumenneftegaza. Povyshenie tekhnologicheskoy nadezhnosti protsessov dobychi nefiti v usloviyakh Zapadnoy Sibiri: sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, SibNIINP Publ., pp. 93-104. (In Russian).
3. Kabanov, N. A. (1990). Optimal'nye sootnosheniya razmerov cilindricheskikh deflektorov dlya gazozhidkostnykh separatorov. Povyshenie tekhnologicheskoy nadyozhnosti processov dobychi nefiti v usloviyakh Zapadnoy Sibiri: sbornik nauchnykh trudov. Tyumen, SibNIINP Publ., pp. 115-121. (In Russian).
4. Shcherbinin, I. A., Tarasov, M. Yu., & Stolbov, I. V. Neftegazovyy separator. Patent na poleznuyu model' No 169888 Rossiyskaya Federatsiya, MPK E21V 43/34 (2006.01). No 2016132855. Applied: 09.08.16. Published: 05.04.17. Byul. No 10. 7 p. (In Russian).
5. Vasilyev, D. S., & Zaporozhec, E. P. (2014). Determination of the acceptable mixture velocity in the field pipelines. Nauchno-tekhnicheskiiy vestnik OAO "NK "Rosneft", (1(34)), pp. 60-64. (In Russian).
6. Povyshhev, K. I., Vershinin, S. A., & Vernikovskaya, O. S. (2017). Oil-gas-condensate fields. The systematic approach to control multiphase stream. PROneft. Professionals about oil, (4(6)), pp. 59-63. (In Russian).
7. Tronov, V. P. (2002). Separatsiya gaza i sokrashchenie poter' nefiti. Kazan, Fen Publ., 407 p. (In Russian).
8. Kryukov, V. A., Kalenkov, I. A., Kilmukhametov, Kh. V., & Dubenok, S. N. (2019). Integrated approach to modernization of equipment for gathering and processing of well production. Oil Industry, (3), pp. 107-109. (In Russian).

Информация об авторах

Тарасов Михаил Юрьевич,
кандидат технических наук, заместитель
начальника проектно-конструкторского
отдела, ПАО «Гипротюменнефтегаз»,
г. Тюмень, tarasov@gtng.ru

Клевцов Евгений Алексеевич,
начальник проектно-конструкторского
отдела, ПАО «Гипротюменнефтегаз»,
г. Тюмень

Тарасов Владислав Михайлович,
аспирант, Тюменский индустриальный
университет, г. Тюмень

Information about the authors

Mikhail Yu. Tarasov, Candidate of
Engineering, Deputy of Head of Design
and Engineering Department, Giprotyu-
menneftegaz PJSC, Tyumen, tara-
sov@gtng.ru

Evgeniy A. Klevtsov, Head of Design
and Engineering Department, Giprotyu-
menneftegaz PJSC, Tyumen

Vladislav M. Tarasov, Postgraduate,
Industrial University of Tyumen

Статья поступила в редакцию 11.05.2022; одобрена после рецензирования 27.05.2022; принята к публикации 30.05.2022.

The article was submitted 11.05.2022; approved after reviewing 27.05.2022; accepted for publication 30.05.2022.