ОБОСНОВАНИЕ РЕЖИМНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОМЫСЛОВОГО НЕФТЕГАЗОПРОВОДА И СЕПАРАТОРОВ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

OPERATING CHARACTERISTICS RATIONALE FOR FIELD OIL AND GAS PIPELINE AND OIL, GAS AND WATER SEPARATORS

Б.И. Галиев
Bulat I. Galiev

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

И.З. Денисламов
Ildar Z. Denislamov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Р.Р. Якупов
Rustam R. Yakupov

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

Обоснование оптимальных режимных характеристик работы нефтесборного оборудования является одной из ключевых частей успешной организации промышленной добычи нефти. Для перекачки водонефтяных эмульсий с большой вязкостью требуются большие давления, которые, в свою очередь, ограничиваются прочностными характеристиками трубопровода. В статье приведен совокупный анализ влияния обводненности продукции и остаточного содержания свободного газа в потоке на давление в начале трубопровода при существующей необходимости перекачки постоянного объема нефти. Режим работы нефтегазопровода предопределяет параметры эксплуатации двух видов оборудования системы сбора и подготовки — газосепаратора и отстойника нефти и воды. Они должны работать на нефтегазопровод так, чтобы содержание газа и воды не превышало определенных значений. Остаточное газосодержание после сепарации рассчитывается по методу Д.Л. Катца, который основан на методе материального баланса. Расчет содержания воды на выходе из отстойников основан на времени седиментации глобул воды в потоке жидкости. По результатам проведенных расчетов установлены максимально допустимые величины остаточного содержания газа и воды после сепараторов установки предварительного сброса воды.

The rationale for optimal performance characteristics of oil gathering equipment is one of the key parts of the successful organization of industrial oil production. For transfer of water-oil emulsions with high viscosity, large pressures are required, which, in turn, are limited by the strength characteristics of the pipeline. The article presents a cumulative analysis of the effect of water cut of production and residual free gas content in the flow on the pressure at the beginning of the pipeline with the current need for pumping constant volume of oil. The operation mode of the oil and gas pipeline predetermines the operation parameters of two types of equipment for the gathering and treatment system — a gas separator and a sediment tank for oil and water. They should work in a way that gas and water content in oil and gas pipeline does not exceed certain values. The residual gas content after separation is calculated by the method of D.L. Katz, which is based on the method of material balance. The calculation of the water content at the outlet from the sediment tanks is based on the sedimentation time of the water globules in the liquid flow. Based on the results of the calculations, the maximum permissible values of the residual gas and water content after the separators of the preliminary water discharge system have been established.

Ключевые слова

газосодержание,
обводненность, трубопровод,
газосепаратор,
отстойник,
газожидкостная смесь,
эмульсия, вязкость

Key words

gas content, water content,
pipeline, gas separator,
sedimentation tank,
gas-liquid mixture, emulsion,
viscosity

На сегодняшний день существует множество методик по определению потерь давления по трубопроводу, транспортирующему скважинную продукцию, с учетом содержания воды в потоке жидкости [1–3]. Влияние общего содержания газа в продукции, поступающей в нефтегазопровод, на наш взгляд, исследовано не в полной мере.

Продукция скважин нефтяных месторождений представляет собой сложную газожидкостную трехфазную смесь, эффективная вязкость которой находится в функциональной зависимости от количественного содержания компонентов, а также от термобарических условий. При некоторых значениях обводненности эффективная вязкость эмульсии достигает значений, приводящих к возникновению осложнений при транспортировке скважинной продукции в системе сбора [1, 4].

Кроме того, при длительной разработке нефтяных месторождений происходит постепенный переход на добычу нефти с более высокой вязкостью и растет содержание воды в добываемой продукции. Следствием этого является образование устойчивых водонефтяных эмульсий (ВНЭ), приводящих к увеличению энергетических затрат по их транспортировке. Поэтому в промысловой практике широкое применение нашли различного вида деэмульсаторы, способствующие внутритрубному разделению эмульсий. Хорошо реализованная подача деэмульсатора разрушает структуру ВНЭ и позволяет осуществлять перекачку продукции на больших скоростях. Однако после отстаивания и отделения большей части воды при прохождении смеси через рабочие элементы насосного оборудования структура эмульсии меняется, и последующее повышение вязкости может привести к выходу из требуемого режима эксплуатации трубопроводов. Соответственно возрастают расходы на транспорт продукции по промысловым трубопроводам [5].

Наиболее «опасными» для системы сбора являются эмульсии, содержащие 50–70 % воды, которые образованы высоковязкими нефтями. При значениях обводненности вне этого диапазона движение продукции по трубопроводу не приводит к существенным затруднениям. Высоковязкие нефти обладают высокой плотностью. В ходе интенсивного процесса перемешивания смеси высоковязкой нефти с пластовой водой при ее движении по

системе сбора разрушается структура нефти и она начинает хорошо смешиваться с глобулами воды. Из-за малой плотностной разности между водой и нефтью эмульсия оказывается высокоустойчивой, что затрудняет дальнейшее разделение фаз.

Существующая тенденция роста обводненности и истощения месторождений требует значительного внимания к энергетической оптимальности транспорта продукции по промысловым трубопроводам.

С целью обеспечения необходимой производительности промыслового трубопровода следует проводить максимально достоверное прогнозирование потерь давления с учетом всех факторов, влияющих на движение потока. Для перекачки смеси с большим газосодержанием требуется создание более высоких давлений по причине возможной неравномерности потока по составу и скоплению выделяющегося газа в верхних частях трубопровода (таблица 1). Вдобавок при выделении газа в трубопроводе гораздо более существенную роль начинает играть рельеф местности, где проложен трубопровод. Так, при подъеме и спуске потока давление не уравнивается по причине резкого отличия плотностей газа и нефти, и требуется создание большего давления на входе в трубопровод. Усложняется процесс перекачки планового объема нефти из-за наличия свободного газа в потоке, который по мере своего движения расширяется, увеличивает свою скорость и приводит к возрастанию гидравлических потерь [6, 7].

В случае установления неверного режима работы установок предварительного сброса воды (УПСВ) частично подготовленная продукция будет обладать высокой обводненностью и вязкостью. По этой причине растут требуемые мощности центробежных насосов для перекачки смеси такого состава до установки комплексной подготовки нефти. Кроме этого, возникает необходимость изменения режимных характеристик отстойной аппаратуры на территории нефтепарка (таблица 2) [8].

В качестве объекта анализа была выбрана система сбора и подготовки скважинной продукции одного из месторождений Западной Сибири. На основе промысловых данных проведены расчеты потерь давления по нефтегазопроводу между установкой предварительного сброса воды и установкой комплексной подготовки нефти (таблица 3).

Таблица 1. Физические свойства флюидов

Параметр	Значение
Плотность пласт. нефти, кг/м ³	803,3
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	852,6
Плотность воды, кг/м ³	1014
Вязкость нефти, мПа·с	13,97
Вязкость воды, мПа·с	1
Вязкость газа, мПа·с	0,00003
Диаметр капель воды, м	0,00035
Молярная масса нефти, г/моль	160,576
Давление насыщения нефти газом, атм	30

Обводненность продукции скважин по месторождению в настоящее время превышает 90 %. Ввиду нерентабельности перекачки такой жидкости предусмотрена система сброса воды с помощью отстойной аппаратуры. От режима работы данного оборудования зависит выходная обводненность эмульсии, что является одним из определяющих факторов потерь давления.

Таблица 2. Параметры нефтегазопровода УПСВ-УКПН

Параметр	Значение
Внутренний диаметр трубопровода, м	0,203
Длина трубопровода, м	25000
Суточный план транспортировки нефти по трубопроводу, т	2500
Конечное давление в трубе, атм	6

Рассчитана допустимая обводненность после отстойника в УПСВ на основе суточного плана сбора по товарной нефти [1, 3]. Необходимость расчетов обусловлена тем, что чем больше воды будет в составе продукции, тем с большим расходом нужно будет ее перекачивать, чтобы уложиться в план. Большие расходы являются причиной износа насосов, а также увеличения потерь давления по трубопроводу.

Плотность водонефтяной смеси:

$$\rho_{\text{вн}} = \rho_{\text{н}} + (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot f_{\text{в}}.$$

Таблица 3. Результаты расчетов потерь давления в зависимости от обводненности

Обводненность объемная после отстойника	0	0,1	0,15	0,2	0,3	0,35	0,4
Плотность ВНЭ, кг/м ³	852,6	868,74	876,81	884,88	901,02	909,09	917,16
Вязкость ВНЭ, мПа·с	13,97	17,463	19,209	24,405	34,076	41,012	50,098
Расход жидкости через трубопровод, м ³ /сут	2932,21	3258,01	3449,66	3665,26	4188,87	4511,09	4887,01
Расход жидкости через трубопровод, м ³ /с	0,0339	0,0377	0,0399	0,0424	0,0485	0,0522	0,0566
Скорость течения жидкости, м/с	1,049	1,166	1,234	1,311	1,499	1,614	1,749
Re	12997,6	11772,2	11436,8	9652,5	8044,5	7262,7	6498,2
λ	0,0296	0,0304	0,0306	0,0319	0,0334	0,0343	0,0352
Потери давления, атм	17,12	22,08	25,16	29,91	41,63	49,98	60,85
Требуемое давление в начале трубы, атм	23,12	28,08	31,16	35,91	47,63	55,98	66,85

Вязкость водонефтяной смеси по формуле Эйнштейна:

$$\mu_{\text{вн}} = \mu_{\text{н}}(1 + 2,5f_{\text{в}}).$$

При обводненности свыше 15 % применяется формула Бринкмана:

$$\mu_{\text{э}} = \frac{\mu_{\text{н}}}{(1 - f_{\text{в}})^{2,5}}.$$

Число Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{\vartheta \cdot d_{\text{в}} \cdot \rho_{\text{см}}}{\mu_{\text{см}}}.$$

Коэффициент гидравлического сопротивления для турбулентного режима, $\text{Re} > 2320$:

$$\lambda = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}.$$

Потери давления по трубопроводу:

$$P_{\text{тр}} = \frac{\lambda \cdot L \cdot \rho_{\text{см}} \cdot \vartheta^2}{2 \cdot d}.$$

Согласно полученным результатам установлено, что максимальная допустимая обводненность продукции после отстойной аппаратуры на территории установки предварительного сброса воды составляет 23 %. При больших значениях требуемое давление в начале трубопровода превысит критическое значение 4 МПа (рисунок 1).

Таким образом, количество и режим отстойной аппаратуры должны обеспечивать определенные значения выходной обводненности. С этой целью проведен расчет оборудования по сбросу попутной воды в ходе подготовки скважинной продукции.

Минимальный диаметр отстойника для обеспечения ламинарного течения эмульсии ($\text{Re} < 2320$) определяется по формуле [3]

$$D_{\text{min}} = \frac{4 \cdot V_{\text{вх}} \cdot \rho_{\text{эм}}}{2320 \cdot \pi \cdot \mu_{\text{эм}}} \sqrt{\frac{\pi}{f(\varepsilon)}}.$$

Скорость осаждения капель воды рассчитывается на основе уравнения Стокса [1]:

Рисунок 1. Зависимость требуемого давления в начале трубопровода от обводненности продукции

$$\omega_{oc} = \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_v - \rho_n)}{18 \cdot \mu_n}.$$

Согласно таблице 4, можно рекомендовать систему отстойной аппаратуры, состоящей из четырех параллельных отстойников. Оптимальная длина каждого отстойника составляет 27 м. Однако рабочая длина отстойника ОГ-200 составляет около 22 м. Поэтому рекомендуется схема из пяти параллельных отстойников ОГ-200.

Еще одним ключевым фактором является газосодержание продукции, перекачиваемой по системе сбора. Газ, растворенный в нефти, в некоторой степени снижает ее вязкость, а следовательно, и потери давления при перекачке скважинной продукции. Однако при транспорте продукции с большим газосодержанием в трубопроводе возникают пульсации давления и резко повышается риск преждевременного выхода оборудования из строя по причине возникновения микротрещин из-за попеременного возрастания нагрузок.

Газосодержание уменьшается по мере прохождения объектов подготовки нефти, но интенсивность снижения зависит от режима работы промышленного оборудования [9].

Остаточное газосодержание в потоке жидкости рассчитывается по методике Катца [3]. Методика основана на законе сохранения массы при сепарации скважинной продукции. Доля определенной компоненты в газовой и жидкой фазах зависит от термобарических условий сепарации, а также от индивидуальных свойств компоненты (таблица 5).

При снижении газосодержания уменьшается перемешивание нефтегазового потока, снижается амплитуда пульсаций давления и уменьшается пенообразование. При выделении газа из газожидкостной смеси происходит интенсивное перемешивание фаз, приводящее к уменьшению размеров частиц дисперсной фазы и повышению устойчивости эмульсии. Кроме того, это ведет к нежелательному увеличению вязкости перекачиваемой

Таблица 4. Результаты расчетов по подбору отстойной аппаратуры

Диаметр отстойника, м	1,200	1,600	2,000	2,400	3,000	3,400
Высота водяной подушки, м	0,276	0,368	0,460	0,552	0,690	0,782
Высота зоны отстоя, м	0,924	1,232	1,540	1,848	2,310	2,618
Эквивалентный диаметр, м	1,091	1,455	1,819	2,182	2,728	3,091
Площадь сечения для прохода эмульсии, м ²	0,935	1,661	2,596	3,738	5,841	7,502
Входная скорость потока, м/с	0,454	0,255	0,163	0,113	0,073	0,057
Выходная скорость потока, м/с	0,043	0,024	0,015	0,011	0,007	0,005
Средняя скорость потока, м/с	0,248	0,140	0,089	0,062	0,040	0,031
Скорость осаждения капель воды, м/с	0,00077	0,00077	0,00077	0,00077	0,00077	0,00077
Минимальная длина зоны отстоя, м	297,475	223,106	178,485	148,737	118,990	104,991
Длина зоны отстоя при разделении потока на две части, м	148,737	111,553	89,242	74,369	59,495	52,496
Длина зоны отстоя при разделении потока на четыре части, м	74,369	55,777	44,621	37,184	29,747	26,248

мой продукции. Поэтому при проектировании системы сбора продукции скважин следует особое внимание уделить составу

перекачиваемых смесей и подбирать оптимальное для каждого участка оборудование и режимы его работы.

Таблица 5. Результаты расчетов остаточного газосодержания при различных режимах сепарации

$P_{\text{сеп}}, \text{ атм}$	L	V	Кол-во ПНГ, моль	Объем ПНГ, м^3	$\Gamma, \text{ м}^3/\text{т}$	$\Gamma_{\text{ост}}, \text{ м}^3/\text{т}$	$\Gamma_{\text{ост}}, \text{ м}^3/\text{м}^3$
1	0,7213	0,2787	4339067	97195	38,88	0,00	0,00
3	0,7617	0,2383	3710082	83106	33,24	5,64	4,53
4	0,7741	0,2259	3517027	78781	31,51	7,37	5,92
5	0,7826	0,2174	3384691	75817	30,33	8,55	6,87
10	0,8167	0,1833	2853789	63925	25,57	13,31	10,69
15	0,843	0,157	2444326	54753	21,90	16,98	13,64
20	0,867	0,133	2070671	46383	18,55	20,32	16,33

Существует множество методик по определению потерь давления при перекачке жидкости. Но при этом малое внимание уделяется содержанию свободного газа в потоке. В методике, приведенной Г.З. Ибрагимовым [9], учитывается влияние газа на свойства и поведение транспортируемой жидкости. Согласно методике, физические свойства трехфазной системы нефть — вода — газ складываются из свойств отдельных фаз.

Приведем пример расчета при давлении на первой ступени сепарации, равном 0,5 МПа. Принимаем, что на установке предварительного сброса воды обводненность продукции снижается до 15 %. Также в нефти присутствует остаточный газ, так как давление на первой ступени сепарации не снижается до атмосферного. Данный состав поступает в трубопровод и перекачивается до нефтепарка.

1. Для давления 0,5 МПа $L = 0,7826$; $V = 0,2174$; а для 0,1 МПа — $L = 0,7213$; $V = 0,2787$. По этим данным находим газовый фактор для двух давлений сепарации. Он составляет 38,88 $\text{м}^3/\text{т}$ для $P = 0,1$ МПа, и 30,32 $\text{м}^3/\text{т}$ для 0,5 МПа. Соответственно остаточное газосодержание составит:

$$\begin{aligned}\Gamma_{\text{ост}} &= \Gamma_{0,1} - \Gamma_{0,5} = 38,88 - 30,32 = \\ &= 8,55 \frac{\text{м}^3}{\text{т}} = 7,29 \text{ м}^3/\text{м}^3.\end{aligned}$$

2. Находим газовый фактор, приведенный к условиям трубопровода:

$$\begin{aligned}\beta_{\phi} &= \frac{P_{\text{ат}}(P_s - P_{\text{кн}})\Gamma_{\text{ост}}}{P_{\text{кн}}(P_s - P_{\text{ат}})} = \\ &= \frac{1 \cdot (30 - 3) \cdot 7,29}{3(30 - 1)} = 2,26 \text{ м}^3/\text{м}^3.\end{aligned}$$

3. Рассчитываем газосодержание потока:

$$\beta = \frac{\beta_{\phi}(1 - f_v)}{1 + \beta_{\phi}} = \frac{2,26 \cdot (1 - 0,15)}{1 + 2,26} = \frac{0,59 \text{ м}^3}{\text{м}^3}.$$

4. Находим вязкость водонефтяной части трехфазной смеси:

$$\begin{aligned}\mu_{\text{вн}} &= \mu_{\text{н}}(1 + 2,5f_v) = \\ &= 0,014 \cdot (1 + 2,5 \cdot 0,15) = 0,019 \text{ Па} \cdot \text{с}.\end{aligned}$$

5. Вязкость трехфазной смеси:

$$\begin{aligned}\mu_{\text{см}} &= \frac{1}{\frac{\beta}{\mu_{\text{г}}} + \frac{1-\beta}{\mu_{\text{вн}}}} = \\ &= \frac{1}{\frac{0,59}{0,00003} + \frac{1-0,59}{0,019}} = 5,08 \cdot 10^{-5} \text{ Па} \cdot \text{с}.\end{aligned}$$

6. Плотность водонефтяной смеси:

$$\begin{aligned}\rho_{\text{вн}} &= \rho_{\text{н}} + (\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \cdot f_v = 852,6 + \\ &+ (1014 - 852,6) \cdot 0,15 = 876,8 \text{ кг}/\text{м}^3.\end{aligned}$$

7. Суммарный массовый расход трехфазной смеси:

$$\begin{aligned}M_{\text{см}} &= M_{\text{вн}} \left(1 + \Gamma_{\text{ост}} \cdot \rho_0 \cdot \frac{1 - f_v}{\rho_{\text{вн}}} \right) = \\ &= 35 \cdot \left(1 + 7,29 \cdot 0,84 \cdot \frac{1 - 0,15}{876,8} \right) = 35,2 \text{ кг}/\text{с}.\end{aligned}$$

8. Коэффициент гидравлического сопротивления (для трехфазной смеси):

$$\begin{aligned}\lambda_{\text{см}} &= 0,067 \cdot \left(\frac{124D\mu_{\text{см}}}{M_{\text{см}}} + \frac{2K_{\text{ш}}}{D} \right)^{0,2} = \\ &= 0,067 \cdot \left(\frac{124 \cdot 0,203 \cdot 5,08 \cdot 10^{-5}}{35,2} + \right. \\ &\quad \left. + \frac{2 \cdot 0,00007}{0,203} \right) = 0,016.\end{aligned}$$

9. Плотность газа в трубопроводе:

$$\rho_{\text{г}} = \rho_0 \cdot \frac{P_{\text{кн}}}{P_{\text{ат}}} = 0,84 \cdot \frac{3}{1} = 2,52 \text{ кг}/\text{м}^3.$$

10. Плотность (расходная) трехфазной смеси:

$$\rho_{см} = \frac{f_B \cdot \rho_B + (1 - f_B) \cdot (\rho_H + \rho_G \cdot \beta_\phi)}{f_B + (1 + \beta_\phi) \cdot (1 - f_B)} =$$

$$= \frac{0,15 \cdot 1014 + (1 - 0,15) \cdot (852,6 + 2,52 \cdot 2,26)}{0,15 + (1 + 2,26)(1 - 0,15)} =$$

$$= 302 \text{ кг/м}^3.$$

11. Требуемое давление в начале трехфазного трубопровода:

$$P_{нч} = P_{кн} + \frac{0,81 \lambda_{см} L M_{см}^2}{\rho_{см} D^5} =$$

$$= 3 \cdot 10^5 + \frac{0,81 \cdot 0,016 \cdot 25000 \cdot 35,2^2}{302 \cdot 0,203^5} =$$

$$= 41,12 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Приведем результаты расчетов для всех режимов работы газосепаратора первой ступени (таблица 6).

Таблица 6. Результаты расчетов давления в начале трубопровода в зависимости от режима сепарации

$P_{сеп}, \text{ атм}$	$\Gamma_{ост}, \text{ м}^3/\text{м}^3$	β_ϕ	$\beta, \text{ м}^3/\text{м}^3$	$\mu_{см}, \text{ Па} \cdot \text{с}$	$M_{см}, \text{ кг/с}$	λ	$\rho_{см}, \text{ кг/м}^3$	$P_{нач}, \text{ атм}$
1	0,00	0,00	0,000	0,01921	34,34	0,02884	876,8	25,81
3	4,81	1,49	0,509	0,00006	34,94	0,01581	388,1	32,25
4	6,28	1,95	0,562	0,00005	35,09	0,01579	331,6	37,49
5	7,29	2,26	0,589	0,00005	35,19	0,01579	301,6	41,12
10	11,35	3,52	0,662	0,00005	35,53	0,01577	221,5	55,86
15	14,47	4,49	0,695	0,00004	35,76	0,01576	184,0	67,43
20	17,33	5,38	0,717	0,00004	35,95	0,01575	159,4	78,12

Предельное допустимое давление внутри объектов системы сбора и подготовки равно 0,4 МПа. Исходя из этого условия, можно определить предельный уровень остаточного содержания газа в нефти. По результатам расчетов, представленных выше, строим зависимости необходимых параметров (рисунок 2).

По рассчитанной зависимости находим, что максимально допустимая величина параметра $\Gamma_{ост}$ не должна превышать величину $7,0 \text{ м}^3/\text{м}^3$, так как давление в системе нефтесбора недопустимо поднимать выше 40 атм.

При этом вязкость смеси в некоторой степени уменьшается с ростом количества рас-

творенного газа. Поэтому для достоверности расчетов необходимо учитывать снижение вязкости эмульсии (рисунок 3).

В промысловых условиях практически всегда встречаются эмульсии типа нефть — вода — газ, в которых нефть является дисперсионной средой, а газ и вода — дисперсионной фазой. Эффективная вязкость таких эмульсий определяется по формуле [5]:

$$\mu_\Sigma = \mu_H \cdot \left(\frac{1 + 2,9 f_B}{1 - f_B} \right) \cdot \frac{1 + 2\beta}{1 + 27\beta^2},$$

где f_B — объемная обводненность;
 β — объемное газосодержание.

Рисунок 2. Влияние содержания газа в нефти на давление в начале нефтегазопровода

Рисунок 3. Зависимость вязкости эмульсии от обводненности и газосодержания [5]

Таким образом, установлено, что для оптимальной работы системы сбора продукции скважин необходимо обеспечение высокого уровня контроля за работой всех установок сепарации нефти, воды и газа. Режимные характеристики нефтегазопроводов следует основывать на условии ограничения максимального содержания воды и газа в продукции ввиду увеличения потерь давления на трение и возможности превышения допустимого значения давления в начале трубопровода.

Регулирование работы установок в системе сбора для каждого месторождения необходимо осуществлять, опираясь на проводимые расчеты на каждом этапе разработки.

Выводы

1. По условиям эксплуатации нефтегазопровода определено значение остаточного газосодержания в $0,25 \text{ м}^3/\text{м}^3$, при котором газ положительно влияет на процесс перекачки скважинной продукции, так как находится в

окклюдированном состоянии. При дальнейшем росте газосодержания увеличиваются потери давления на трение, и предельно допустимое значение равно $7 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Это предопределяет режим эксплуатации сепаратора в условиях данного месторождения.

2. При эксплуатации отстойников следует ограничивать выходное содержание воды с целью поддержания оптимального режима работы нефтегазопровода и минимизации энергетических затрат. По результатам расчетов обводненность продукции после УПСВ не должна превышать 23 %, иначе возникает риск выхода трубопровода из строя.

3. При совокупном рассмотрении влияния обводненности и содержания газа в продукции, транспортируемой по нефтегазопроводу, установлено, что за счет благоприятного влияния газа при его малом количестве становится возможным увеличение предельно допустимой обводненности после УПСВ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Леонтьев С.А., Галикеев Р.М., Тарасов М.Ю. Технологический расчет и подбор стандартного оборудования для установок системы сбора и подготовки скважинной продукции. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 124 с.
2. Байков И.Р., Рязанов Н.Р., Китаев С.В. Определение оптимальных параметров промысловых трубопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2017. № 4. С. 23–28.
3. Лутошкин Г.С., Дунюшкин И.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на

промыслах. М.: ТИД «Альянс», 2005. 133 с.

4. Шарифуллин А.В., Хуснуллин Р.Р., Шарифуллин В.Н., Байбекова Л.Р. Особенности турбулентного течения нефтяных эмульсий // Вестник технологического университета. 2013. С. 272–276.
5. Ишкинеев Д.А. Обоснование и совершенствование комплекса технологий добычи, сбора и подготовки высоковязкой нефти мелких месторождений: дис. ... канд. техн. наук. Уфа: ГАНУ ИНТНМ РБ, 2016. 130 с.
6. Чумаков Г.Н., Илюшин П.Ю., Мордвинов В.А. Гидравлический расчет промыслового нефтепровода при движении газожидкостных систем // Нефтяное хозяйство. 2011. № 8. С. 141–143.
7. Бормотова Т.Н. Определение лимитирующих

факторов при расчете пропускной способности нефтепроводов и газопроводов // Вестник ПНИПУ. 2013. № 8. С. 78–85.

8. Малюшин Н.А., Варламов Н.В. Гидравлический расчет промышленного нефтегазопровода с учетом профиля трассы // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2013. Вып. 2 (92). С. 35–43

9. Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н., Иванов А.И. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. М.: МГОУ, 2005. 243 с.

REFERENCES

1. Leont'ev S.A., Galikeev R.M., Tarasov M.Yu. *Tekhnologicheskii raschet i podbor standartnogo oborudovaniya dlya ustanovok sistemy sbora i podgotovki skvazhinnoi produktsii* [Technological Calculation and Selection of the Standard Equipment for the Systems of the System of Collection and Preparation of Borehole Products]. Tyumen': TyumGNGU, 2015. 124 p. [in Russian].

2. Baikov I.R., Ryazapov N.R., Kitaev S.V. *Opreделение optimal'nykh parametrov promyslovyykh truboprovodov* [Determination of Optimal Parameters of Infield Fishing Pipelines]. *Transport i khranenie nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya* — *Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, 2017, No. 4, pp. 23–28. [in Russian].

3. Lutoshkin G.S., Dunyushkin I.I. *Sbornik zadach po sboru i podgotovke nefiti, gaza i vody na promyslakh* [Collection of Tasks on the Collection and Preparation of Oil, Gas and Water in the Fields]. Moscow, Al'yans Publ., 2005. 133 s. [in Russian].

4. Sharifullin A.V., Khusnullin R.R., Sharifullin V.N., Baibekova L.R. *Osobennosti turbulentnogo techeniya neftyanykh emul'sii* [Features of Turbulent Flow of Oil

Emulsions]. *Vestnik tekhnologicheskogo universiteta — Herald of Kazan Technological University*, 2013, pp. 272–276. [in Russian].

5. Ishkineev D.A. *Obosnovanie i sovershenstvovanie kompleksa tekhnologii dobychi, sbora i podgotovki vysokovязкой nefiti melkikh mestorozhdenii: dis. kand. tekhn. nauk* [Justification and Improvement of the Complex of Technologies for Extraction, Collection and Preparation of High-Viscosity Oil of Small Deposits: Cand. Engin. Sci. Diss.]. Ufa, GANU INTNM RB, 2016. 130 p. [in Russian].

6. Chumakov G.N., Ilyushin P.Yu., Mordvinov V.A. *Gidravlicheskiy raschet promyslovogo nefteprovoda pri dvizhenii gazozhidkostnykh sistem* [Hydraulic Calculation of the Oil Pipeline During the Motion of Gas-Liquid Systems]. *Neftyanoe khozyaistvo — Oil industry*, 2011, No. 8, pp. 141–143. [in Russian].

7. Bormotova T.N. *Opreделение limitiruyushchikh faktorov pri raschete propusknoi sposobnosti nefteprovodov i gazoprovodov* [Determination of the Limiting Factors in the Calculation of the Capacity of Oil Pipelines and Gas Pipelines]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta — Bulletin of Perm National Research Polytechnic University*, 2013, No. 8, pp. 78–85. [in Russian].

8. Malyushin N.A., Varlamov N.V. *Gidravlicheskiy raschet promyslovogo neftegazoprovoda s uchetoм profilya trassy* [Hydraulic Calculation of Oil and Gas Upstream Pipeline Accounting Route Profile]. *Problemy sbora, podgotovki i transporta nefiti i nefteproduktov — Problems of Gathering, Treatment and Transportation of Oil and Oil Products*, 2013, Issue 2 (92), pp. 35–43. [in Russian].

9. Ibragimov G.Z., Artem'ev V.N., Ivanov A.I. *Tekhnika i tekhnologiya dobychi i podgotovki nefiti i gaza*. [Equipment and Technology of Oil and Gas Production and Treatment]. Moscow, MGOU Publ., 2005. 243 p. [in Russian].

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ

ABOUT THE AUTHORS

Галиев Булат Ирекович, магистрант кафедры «Разработка газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Bulat I. Galiev, Undergraduate Student of Development of Gas and Oil and Gas Condensate Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

Денисламов Ильдар Зафирович, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Ildar Z. Denislamov, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Development and Production of Oil and Gas Fields Department, UGNTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: denislamoviz@mail.ru

Якупов Рустам Ринафович, магистрант кафедры «Разработка газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Rustam R. Yakupov, Undergraduate Student of Development of Gas and Oil and Gas Condensate Fields Department, USPTU, Ufa, Russian Federation