

УДК 665.6/7: 004.942

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССОВ СБОРА И ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДА МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И.

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск,
e-mail: erofeevvi@mail.ru, dzhililovasn@mail.ru*

Добыча и переработка нефти является одной из важнейших тенденций современной промышленности. Целью данной работы являлось исследование процесса отстаивания установки промышленной подготовки нефти. Рассмотрено семь вариантов технологических режимов работы установок, в которых менялся определённый технологический параметр (температура, расход) с целью оптимизации наиболее эффективного режима отделения воды от нефти. На основании полученных данных рекомендован режим работы установки, при котором остаточное содержание воды будет наименьшим. В нашем случае это вариант пять, с такими технологическими условиями, как расход равный 600,1 т/час, температура в аппарате ($C1 = 2^\circ\text{C}$, $\text{ТФС} = 25^\circ\text{C}$, $\text{ЭДГ} = 30^\circ\text{C}$, $\text{ХТ}(I, II) = 45^\circ\text{C}$, $\text{РВС} = 30^\circ\text{C}$), при этом конечная обводнённость на выходе из резервуара будет равна 0,12%, а содержание солей 62 мг/л, что соответствует требованиям.

Ключевые слова: водонефтяные эмульсии, математическое моделирование, модель, методы расчета, подготовка нефти

INCREASE IN PROCESS PERFORMANCE OF COLLECTION, PREPARATION OF HYDROCARBONIC RAW MATERIALS USING MATHEMATICAL MODELING

Dzhalilova S.N., Usheva N.V., Erofeev V.I.

National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, e-mail: erofeevvi@mail.ru

Extraction and processing of oil – is one of the most important modern industry trends. The purpose of this work was the research of process of upholding of installation of trade preparation of oil. Seven options of technological modes of installation's operation were considered, in which certain process parameters (temperature, flow rate) were changed in order to optimize the most efficient mode of separating water from oil. The installation's operation mode was recommended based on the obtained data, in which the residual water is the lowest. In our case, it is the option number five with the following conditions: consumption rate is equal to 600,1 t/h, the temperature in the apparatus ($S-1 = 2^\circ\text{C}$, $\text{TTPS} = 25^\circ\text{C}$, $\text{EDH} = 30^\circ\text{C}$, $\text{XT}(I, II) = 45^\circ\text{C}$, $\text{VST} = 30^\circ\text{C}$), the final watercut at the outlet of the tank is equal to 0,12%, and salt content is 62 mg/l, which meet the requirements.

Keywords: water-oil emulsions, mathematical modeling, model, methods of calculation, field oil treatment

В настоящее время важное значение приобретают работы связанные с добычей и переработкой нефти, так как продукты получаемые из них имеют высокую ценность. Добытая водонефтяная эмульсия в местах залегания нефтеносных пластов, помимо углеводородов, содержит в своем составе попутный газ, воду и механические частицы горной породы, песка. Компоненты, содержащиеся в водонефтяной эмульсии, если их не удалить и не привести их значения к требуемым нормам, создают множество проблем.

В последние годы в связи с сильным истощением нефтяных пластов наблюдается значительное ухудшение качества добываемой нефти, поэтому одной из актуальных задач являются рациональная и эффективная подготовка и переработка различных видов углеводородного сырья [1].

В настоящее время на большинстве крупных нефтяных, нефтегазоконденсатных и газовых месторождений сбор и под-

готовка нефти и попутных нефтяных газов включают в себя ряд технологических процессов: сепарация, обезвоживание, обессоливание, обезгаживание, стабилизация нефти, очистка и осушка углеводородных газов, переработка образующихся жидких углеводородных фракций.

Качество конечной подготовки нефти на нефтяных месторождениях зависит от исходного содержания воды, механических примесей, хлористых солей и давления насыщенных паров углеводородного сырья.

Процессы обезвоживания и обессоливания нефти практически одинаковы, так как вода извлекается из водонефтяных эмульсий вместе с растворенными в ней минеральными солями. Также для более полного обессоливания нефти возможно подавать дополнительно в водонефтяную эмульсию деэмульгатор и пресную воду, которая растворяет различные минеральные соли и переводит их в водную фазу и отделяется вместе с водой от нефти.

Фундаментальным исследованиям механизма образования, стабилизации и разрушения водонефтяных эмульсий посвящено большое количество работ [2–7], но всё же многие проблемы, связанные с такими явлениями, как коалесценция и дробление капель воды, расслоение и осаждение до сих пор окончательно не решены [2, 5, 7].

С применением моделирующей системы (МС) появляется возможность за короткий промежуток времени провести исследования изучаемых процессов в широком диапазоне варьирования параметров и затем провести анализ эффективности различных технологических режимов работы промышленного объекта. Расчеты на моделирующей системе позволяют рационально распределить затраты рабочего времени, а также трудовых ресурсов, также МС обладают возможностью стационарного моделирования основных технологических процессов установки подготовки нефти [5, 7].

Основными блоками разработанной МС технологии установок первичной подготовки нефти являются модули расчета процесса сепарации, каплеобразования, обезвоживания и обессоливания. В настоящей работе расчеты проводились на моделях процесса каплеобразования, сепарации и отстаивания. Существует большое количество различных методик расчета максимального диаметра капель, одна из которых приведена ниже [3]:

$$d_{\max} = 43,3 \cdot \frac{\sigma^{1,5} + 0,7 \cdot \mu_v \cdot u^{0,7} \cdot \sigma^{0,8}}{u^{2,4} \cdot \text{Re}^{0,1} \cdot \nu_{\text{см}}^{0,1} \cdot \rho_n \cdot \mu_n^{0,5}},$$

где $d_{\max}$ – максимальный размер устойчивых капель;

σ – поверхностное натяжение;

μ_v, μ_n – динамическая вязкость воды и нефти соответственно;

u – средняя объемная скорость потока;

$\nu_{\text{см}}$ – кинематическая вязкость смеси;

ρ_n – плотность нефти.

Основное уравнение расчета относительной обводненности нефти процесса отстаивания [6]:

$$\frac{\omega_{\text{ст}} 18 \mu_{\text{гк}} (1 - W_{\text{вых}})^2}{d^2 (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{гк}}) g \left[(1 - W_{\text{вых}})^2 - \left(1 - \frac{W_{\text{вых}}}{W_{\text{вх}}} \right)^2 \right]} =$$

$$= (1 - W_{\text{вых}})^{4,7},$$

где $\mu_{\text{гк}}$ – вязкость входной эмульсии; $\omega_{\text{ст}}$ – скорость стеснённого осаждения капли размером d ;

$W_{\text{вх}}$ – обводненность жидкой фазы на входе в разделитель жидкости, мас. доли;

$W_{\text{вых}}$ – обводненность жидкости на выходе из разделителя жидкости;

g – ускорение свободного падения, мас. доли.

В результате проведенного расчета на математической модели получаем: составы газовой и жидкой фаз; физико-химические свойства потоков; материальный баланс по потокам; обводненность конденсата на выходе из аппарата.

Средняя относительная погрешность по обводненности не превышает 5%.

В качестве исходных данных используются технологические параметры, физико-химические свойства и составы пластовой нефти с установки подготовки нефти месторождения Восточной Сибири [2].

Компонентный состав пластовой нефти приведен в табл. 1, физико-химические свойства нефти и технологические параметры приведены в табл. 2, технологические параметры и обводненность нефти на входе и выходе аппаратов приведены в табл. 3.

С помощью моделирующей системы были проведены расчёты установки подготовки нефти на нефтегазоконденсатном месторождении Восточной Сибири. При варьировании технологического режима (температуры) в определённом аппарате, менялись соответственно условия протекания процесса и выход продукта. Варианты варьирования технологических режимов приведены в табл. 4.

Рассмотрено семь вариантов технологических режимов работы установок, в которых менялся определённый технологический параметр (температура, расход) с целью оптимизации наиболее эффективного режима отделения воды от нефти. Температура – один из главных технологических параметров, которая приводит к снижению вязкости жидкостей, составляющих эмульсию, и уменьшает поверхностное натяжение на границе раздела фаз. Первый вариант технологической схемы соответствует условиям работы промышленной установки. Относительно базового варианта было проведено исследование, увеличивали температурный режим в ТФС (варианты 4, 5, 6), ХТ первого типа (варианты 2, 5, 6, 7). На основании полученных данных был определен оптимальный режим работы установки (вариант пять), при котором отделение воды происходит наиболее эффективно.

Таблица 1

Компонентный состав пластовой нефти

Компонентный состав	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	$\text{i-C}_4\text{H}_{10}$	$\text{n-C}_4\text{H}_{10}$	$\text{i-C}_5\text{H}_{12}$	$\text{n-C}_5\text{H}_{12}$	C_4H_{10+}	N_2
Содержание, [% мол.]	44	8,8	5,7	1,2	2,8	1,4	1,6	33,6	0,9

Таблица 2

Физико-химические свойства нефти и технологические параметры
фундаментального варианта расчета

Физико-химические свойства нефти и технологические параметры	Значения
Плотность, $[\text{кг}/\text{м}^3]$	864,10
Вязкость при 20°C , $[\text{мм}^2/\text{с}]$	29,54
Молекулярная масса, $[\text{г}/\text{моль}]$	292
Обводненность, [% мас.]	20
Производительность, $[\text{т}/\text{год}]$	$8,4 \cdot 10^6$
Соотношение потоков между технологическими линиями	0,6 : 0,4
Критерий Рейнольдса (Re)	22802,13

Таблица 3

Усредненные технологические параметры и обводненность нефти
на входе и выходе аппаратов

Параметр, единица измерения	Аппарат			
	ТФС	ЭДГ	ХТ (I)	ХТ (Ii)
Давление, $[\text{кгс}/\text{см}^2]$	4,9	3,1	2,3	2,79
Температура, $[\text{}^\circ\text{C}]$	15	30	39	45
Расход, $[\text{т}/\text{час}]$	183,3	217,8	52,4	52,37
Обводненность на входе, [% мас.]	20,9	2,2	20,9	20,93
Обводненность на выходе, [% мас.]	2,2	1,2	5,0	1,27

Примечание: С-1 – сепаратор первой ступени; ТФС – трехфазный сепаратор; ЭДГ – электродегидратор; ХТ (I) – аппарат «Хитер-Тритер» I типа; ХТ (Ii) – аппарат «Хитер-Тритер» Ii типа; РВС – резервуар вертикальный стальной.

Таблица 4

Таблица по аппаратам, с заданными технологическими условиями
(расход (G) = 600142,86 кг/час, обводненность (W) на входе = 20,93 %)

Аппарат	Расход (G) = 600142,86 кг/час, обводненность (W) на входе = 20,93 %						G = 500119,05 кг/час
	1	2	G = 700166,6 кг/час W _{вх} = 30 %	4	5	6	7
			3				
Вход С1	T = 2°C	T = 2°C	T = 2°C	T = 2°C	T = 2°C	T = 2°C	T = 2°C
ТФС	T = 15°C	T = 15°C	T = 15°C	T = 25°C	T = 25°C	T = 25°C	T = 15°C
ЭДГ	T = 30°C	T = 30°C	T = 30°C	T = 30°C	T = 30°C	T = 30°C	T = 30°C
ХТ(I)	T = 39°C	T = 45°C	T = 39°C	T = 39°C	T = 45°C	T = 45°C	T = 45°C
ХТ(Ii)	T = 45°C	T = 45°C	T = 45°C	T = 45°C	T = 45°C	T = 45°C	T = 45°C
РВС	T = 30°C	T = 30°C	T = 30°C	T = 30°C	T = 30°C	T = 30°C	T = 30°C

На рисунках, представлены в виде гистограмм, которые отображают расход воды в аппаратах, расход нефти в аппара-

тах, обводненность нефти на выходе, %; содержание солей в нефти на выходе из РВС, мг/л.

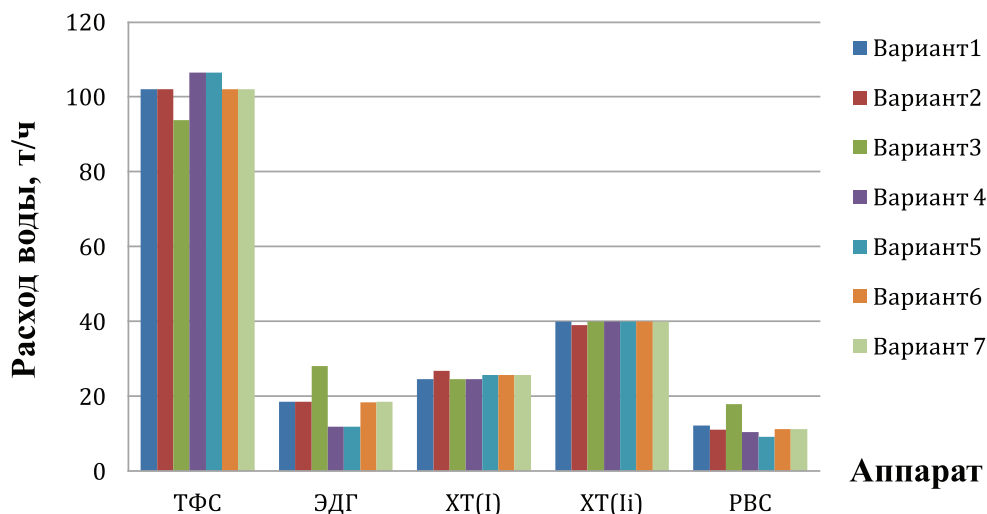


Рис. 1. Расход воды в аппаратах, т/ч

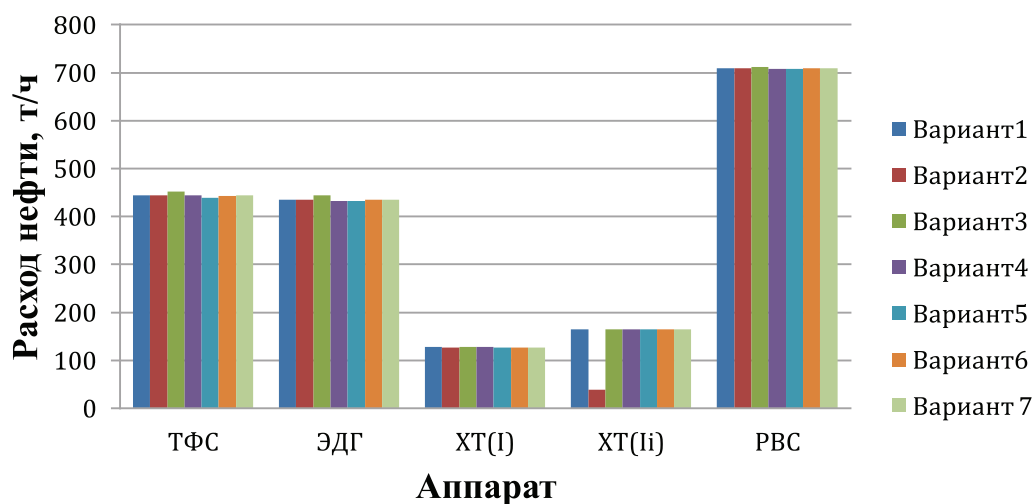


Рис. 2. Расход нефти в аппаратах, т/ч

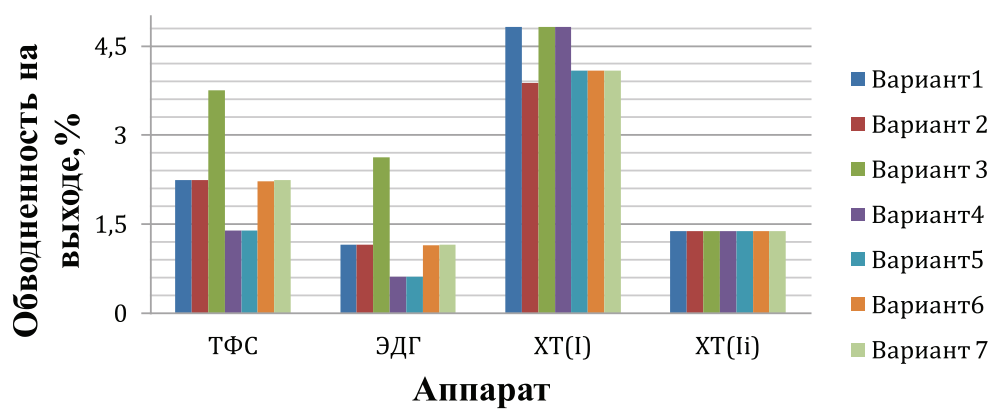


Рис. 3. Обводненность нефти на выходе из аппарата, при заданных технологических условиях, %

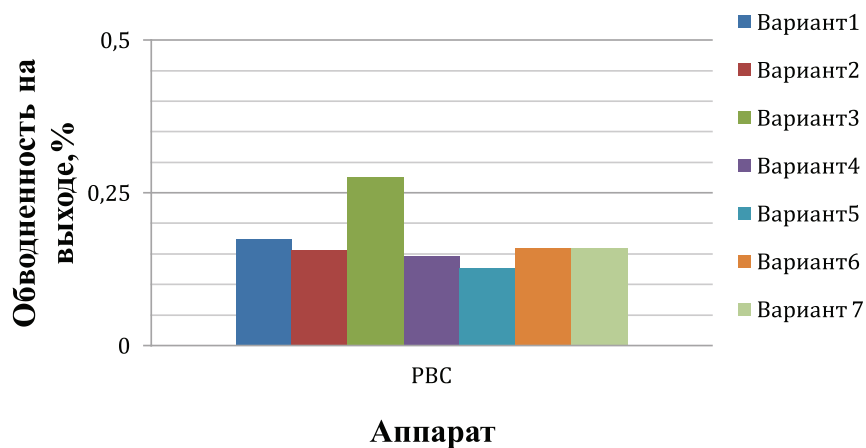


Рис. 4. Обводненность нефти на выходе из РВС, с показателем наилучшего результата отделения воды от нефти, %

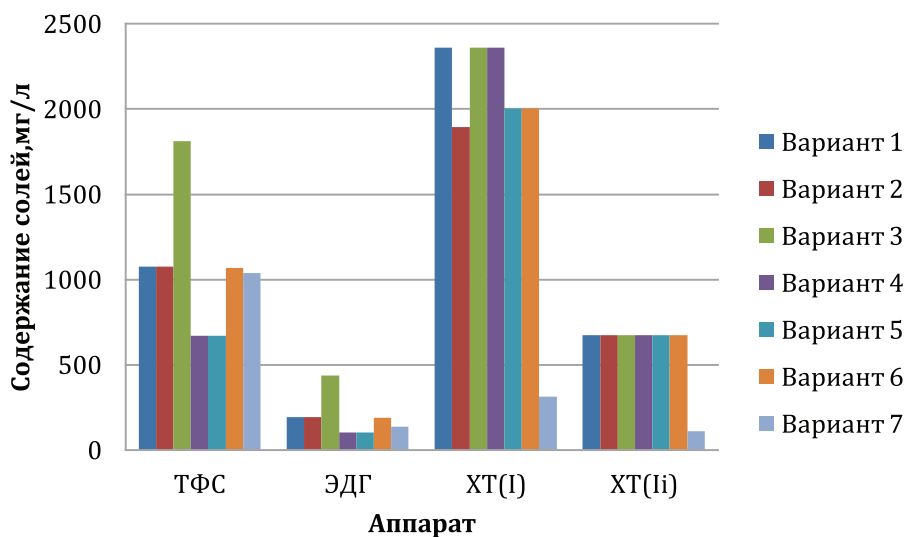


Рис. 5. Содержание солей в нефти на выходе из аппарата, при заданных технологических условиях, мг/л

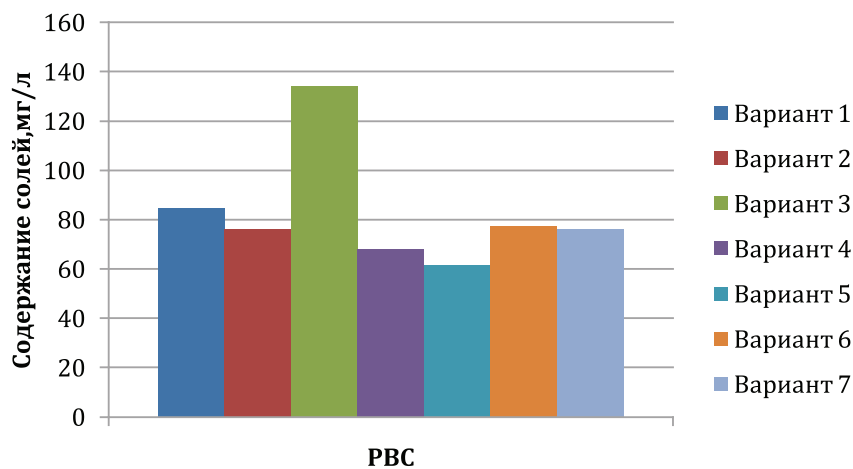


Рис. 6. Содержание солей в нефти на выходе из РВС, мг/л

На основании полученных данных рекомендован наиболее оптимальный режим работы установки, при котором остаточное содержание воды и солей в нефти будет наименьшим. В данном случае это будет вариант пять со следующими технологическими условиями: расход, равный 600,1 т/час, температура в аппарате ($C1 = 2^\circ\text{C}$, $\text{ТФС} = 25^\circ\text{C}$, $\text{ЭДГ} = 30^\circ\text{C}$, $\text{ХТ(I,II)} = 45^\circ\text{C}$, $\text{PBC} = 30^\circ\text{C}$), при этом конечная обводненность на выходе из резервуара будет равна 0,12% а содержание солей – 62 мг/л, что соответствует и удовлетворяет требованиям Технического регламента.

Список литературы

1. Ерофеев В.И. Проблемы и перспективы развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности России. // В сб.: Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII Межд. симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 150-летию со дня рождения акад. В.А. Обручева и 130-летию акад. М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск, 2013. – Т. 2. – С. 44–47.
2. Джалилова С.Н., Ушева Н.В., Ерофеев В.И. Исследование и корректировка технологических режимов процессов подготовки нефтяного сырья // Успехи современного естествознания. – 2017. – № 4. – С. 19–23.
3. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. – М.: ФГУП «Нефть и Газ, 2006. – 320 с.
4. Келбалиев Г.И., Сафаров Ф.Ф. Исследование утончения межфазной пленки в процессах разделения нефтяных эмульсий // Химия и технология топлив и масел. – 2011. – № 14. – С. 18–23.
5. Кравцов А.В., Ушева Н.В., Бешагина Е.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А., Гавриков А.А. Технологические

основы и моделирование процессов промышленной подготовки нефти и газа: учеб. пособие. – ТПУ. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 126 с.

6. Тронов В.П. Разрушение эмульсий при добыче нефти. – ФЭН.: Казань, 2000. – 416 с.

7. Ушева Н.В., Мойзес О.Е., Ким С.Ф., Гизатуллина С.Н. Влияние технологических параметров на процессы обезвоживания и обессоливания нефти // Известия вузов. Химия и химическая технология. – 2014. – Т. 57. – Вып. 11. – С. 101–103.

References

1. Erofeev V.I. Problemy i perspektivy razvitiya neftepererabatyvayushhej i neftehimicheskoj promyshlennosti Rossii. // V sb.: Problemy geologii i osvoeniya neдр. Trudy XVII Mezhd. simpoziuma im. akad. M.A. Usova studentov i molodyh uchenyh, posvjashhennogo 150-letiju so dna rozhdenija akad. V.A. Obrucheva i 130-letiju akad. M.A. Usova, osnovatelej Sibirskoj gorno-geologicheskoy shkoly. Nacionalnyj issledovatel'skij Tomskij politehnicheskij universitet. Tomsk, 2013. T. 2. pp. 44–47.
2. Dzhaliлова S.N., Uшева N.V., Erofeev V.I. Issledovanie i korrekcirovka tehnologicheskikh rezhimov processov podgotovki nefljanogo syrja // Uspehi sovremennogo estestvoznaniya. 2017. no. 4. pp. 19–23.
3. Dunjushkin I.I. Sbor i podgotovka skvazhinnoj produkcii nefljanых месторождений. M.: FGUP «Neft i Gaz, 2006. 320 p.
4. Kelbaliev G.I., Safarov F.F. Issledovanie utoncheniya mezhfaznoj plenki v processah razdeleniya nefljanых jemulsij // Himija i tehnologija topliv i masel. 2011. no. 14. pp. 18–23.
5. Kravcov A.V., Uшева N.V., Beshagina E.V., Mojzes O.E., Kuzmenko E.A., Gavrikov A.A. Tehnologicheskie osnovy i modelirovanie processov promyslovoj podgotovki nefti i gaza: ucheb. posobie. TPU. Tomsk: Izd-vo Tomskogo politehnicheskogo universiteta, 2012. 126 p.
6. Tronov V.P. Razrushenie jemulsij pri dobyche nefti. FJeN.: Kazan, 2000. 416 p.
7. Uшева N.V., Mojzes O.E., Kim S.F., Gizatullina S.N. Vlijanie tehnologicheskikh parametrov na processy obezvozhivaniya i obessolivaniya nefti // Izvestija vuzov. Himija i himicheskaja tehnologija. 2014. T. 57. Vyp. 11. pp. 101–103.