

УДК 622.245.224

## ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИСПАРЕНИЯ ФАЗ В БУРОВЫХ РАСТВОРАХ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Тирон Денис Вячеславович<sup>1</sup>,  
denistiron@mail.ru

Уляшева Надежда Михайловна<sup>1</sup>,  
zav\_bs@ugtu.net

<sup>1</sup> Ухтинский государственный технический университет,  
Россия, 169300, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.

Исследование проблемы испарения компонентов буровых растворов на углеводородной основе (РУО) является актуальной задачей и имеет практическую значимость для специалистов, осуществляющих инженерное сопровождение буровых растворов.

**Основная цель исследования:** разработка метода изучения процесса испарения компонентов РУО, исследование кинетики испарения углеводородной и водной фаз и степени изменения технологических характеристик РУО, создание алгоритма процедуры восстановления исходных концентраций эмульсии.

**Методы исследования:** собственная экспресс-методика исследования процесса испарения компонентов эмульсионных буровых растворов, ретортный анализ, анализ электрической стабильности, методики определения технологических характеристик буровых растворов по стандартам АНИ (Американского Нефтяного Института).

**Результаты.** Разработана экспресс-методика исследования процесса испарения компонентов эмульсионных буровых растворов. В ходе проведенных исследований по испарению эмульсионного раствора было выявлено, что при температуре 60 °С происходит значительное испарение водной и углеводородной фаз. Установлено, что процесс испарения водной и углеводородной фаз эмульсионных растворов делится на две стадии: 1) активное испарение, значительное снижение массы раствора за счет испарения водной фазы (первые 4 ч), 2) медленное испарение, выравнивание соотношения объема испарившихся фаз (4–12 ч). Установлено, что при испарении воды и минерального масла происходит интенсивный рост реологических параметров эмульсии из-за увеличения концентрации твердой фазы и плотности. Дополнительно выведены зависимости удельного объема испарения от времени, позволяющие рассчитать количество воды и углеводорода, необходимое для восстановления начальных концентраций. Разработан алгоритм процедуры восстановления исходных концентраций компонентов эмульсионных буровых растворов, применение которого может значительно упростить процесс контроля качества промывочной жидкости, повысить эффективность применения большинства современных РУО при бурении скважин с высокими забойными температурами.

### Ключевые слова:

Буровой раствор на углеводородной основе, минеральное масло, испарение фаз, кинетика испарения, реологические параметры, удельный объем испарения, аппроксимация.

### Введение

На сегодняшний день, явление испарения компонентов эмульсионных буровых растворов практически не изучено. Не существует общепринятой методики исследования данного процесса. В разное время предпринималось несколько попыток оценить степень испарения промывочных жидкостей, используемых при строительстве скважин. Но, к сожалению, ни один метод не позволяет сделать однозначный вывод по количеству испарения в тех или иных условиях бурения, так как объем потерь зависит от многих факторов, в том числе [1–5]:

- от типа углеводородной основы;
- степени открытости емкостей хранения и площади поверхности испарения;
- температурного режима и скважинных условий;
- наличия перемешивания, вентиляции, искусственного подогрева.

### Анализ промысловых материалов

Исследования зарубежных специалистов [6–7] из компании Halliburton по испарению РУО показывают, что в процессе испарения из раствора удаляется жидкая фаза, состоящая из водной и

углеводородной фаз. Доля углеводородной фазы составляет 10 % от общего объема испарившейся жидкости. Зависимость объема испарившейся жидкости от температуры определяется по следующей формуле [8–9]:

$$Evaporation, \text{ bbl/hr} = (Rw/0,18) \times$$

$$\times 006 \exp(0,0344 \cdot Flow \ line \ Temperature), \quad (1)$$

где *evaporation* – испарение, бар/час; *flow line temperature* – температура циркуляции на поверхности, °F; *Rw* – содержание водной фазы по реторте, %.

Хотелось бы отметить, что данные исследования носят субъективный характер, поскольку проводились для конкретных месторождений – «Кузина» и «Купиагва» (Колумбия) – с раствором, где дисперсионной средой являлось дизельное топливо (плотность 1240 кг/м<sup>3</sup>, соотношение фаз 80/20).

Тем не менее воспользуемся данной формулой и рассчитаем возможный объем испарения для условий Самбургского и Восточно-Уренгойского месторождений Западной Сибири.

1. Для раствора на основе минерального масла (соотношение фаз – 70/30, содержание водной фазы по реторте – 24 %, плотность раствора – 1320 кг/м<sup>3</sup>, минерализация – 40000 мг/л) в диапазоне температур от 40 до 50 °С (фактические

температуры выходящего бурового раствора при бурении на устье скважины) испарение жидкости составляет от 1,1 до 2 м<sup>3</sup>/сутки. При этом масло испаряется от 0,1 до 0,2 м<sup>3</sup>/сутки. На рис. 1 представлен график экспоненциальной зависимости объема испарившейся жидкости от температуры в метрической системе.

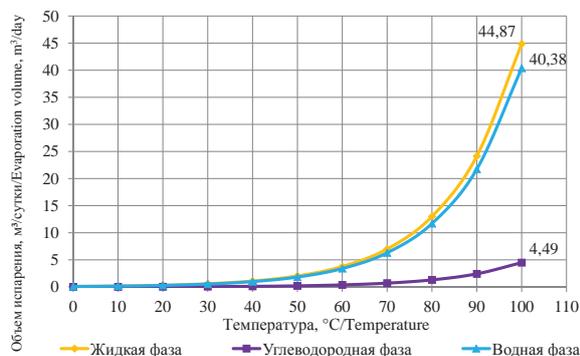


Рис. 1. Зависимость объема испарившейся жидкости от температуры в эмульсионном растворе на основе минерального масла

Fig. 1. Dependence of the evaporated water volume on the temperature in mineral oil-based emulsion mud

2. В случае с применением дизельного топлива процент содержания неводной фазы в испаряющейся жидкости выше и может изменяться от 10 до 80 % (рис. 2), в зависимости:

- от типа дизельного топлива (зимнее или летнее) и содержания в нем легких ароматических углеводородов;
- соотношения дизельной и водной фазы;
- степени минерализации воды и вида соли (CaCl<sub>2</sub>, NaCl, KCl);
- объема добавляемого дизельного топлива в раствор при поглощениях, осложнениях, требующих повышения содержания углеводородной жидкости (высокое давление) и эквивалентная циркуляционная плотность).

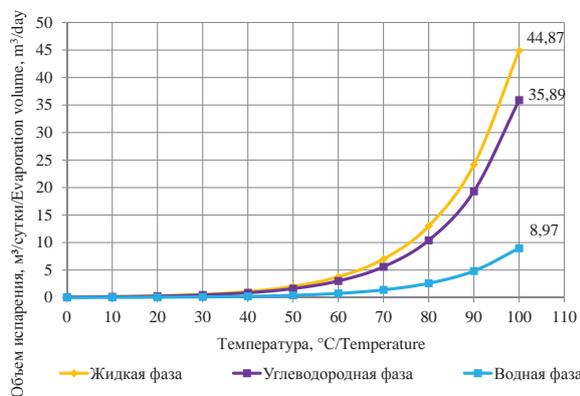


Рис. 2. Зависимость объема испарившейся жидкости от температуры в эмульсионном растворе на основе дизельного топлива

Fig. 2. Dependence of the evaporated water volume on the temperature in diesel-based emulsion mud

Таким образом, при использовании дизельного топлива при строительстве скважин на Самбургском и Восточно-Уренгойском месторождениях, согласно расчетам, для температур циркуляции от 40 до 50 °С, при условии, что общий объем испаряющейся жидкости не меняется, дизельного топлива может испариться от 0,1 до 1,6 м<sup>3</sup>/сутки.

Приведенные выше расчеты не совсем совпадают с фактическими промысловыми замерами объемов испарения в процессе бурения. На скважине № 1206 Самбургского месторождения была отобрана проба эмульсионного раствора ENVIROMUL на основе дизельного топлива объемом 10 л (соотношение фаз – 72/28, содержание водной фазы по реторте – 22 %, плотность раствора – 1280 кг/м<sup>3</sup>, минерализация – 42000 мг/л) и оставлена в емкостном блоке на сутки. По истечении 24 часов объем пробы уменьшился на 0,2 л (2 %). Таким образом, при наличии в циркуляции порядка 160 м<sup>3</sup> бурового раствора за сутки на испарение уходит около 3,2 м<sup>3</sup> раствора, из них 2,56 м<sup>3</sup> – дизельное топливо. Естественно, что в данном примере определение объема очень грубое. Аналогичные замеры были произведены на других месторождениях, полученные результаты представлены в табл. 1.

Таблица 1. Данные потерь бурового раствора на основе дизельного топлива в результате испарения при бурении скважин на Яро-Яхинском и Самбургском месторождениях

Table 1. Mud losses (diesel) due to evaporation, when drilling on Yaro-Yakhinsk and Samburg fields

Месторождение Field	Интервал бурения, м Drilling interval, m	Время бурения на РУО, сутки Time of drilling with oil-based mud, days	Объем испарения, м <sup>3</sup> Volume of evaporation, m <sup>3</sup>	Интенсивность испарения, м <sup>3</sup> /сутки Evaporation rate, m <sup>3</sup> /days
Яро-Яхинское, куст 3 скважина 305 Yaro-Yakhinsk, pad 3 well 305	1652–4398	35	78,7	2,25
Самбургское, куст 12 скважина 1205 Samburg, pad 12 well 1205	1665–4580	57	139	2,44
Самбургское, куст 12 скважина 1206 Samburg, pad 12 well 1206	1648–3621	20	54,2	2,44

Как показывают статистические данные, интенсивность испарения по пробуренным скважинам изменяется от 2,25 до 2,44 м<sup>3</sup>/сутки. Данное обстоятельство влечет за собой повышенный расход химических реагентов и дорогостоящей углеводородной основы раствора.

Помимо физических потерь объема эмульсии в результате испарения, данный процесс, по нашему мнению, влияет на изменение вязкостных характеристик. Подробное описание механизма влияния приведено ниже.

На Восточно-Сарутаюском и Россихинском месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, при бурении интервала под эксплуатационную колонну, с глубины 4500 м по вертикали (Старооскольский горизонт), наблюдается резкое увеличение вязкостных характеристик, повышение соотношения фаз и плотности раствора на основе минерального масла. Горные породы, слагающие данный горизонт, – твердые, кварцевые песчаники, черные, темно-серые алевриты, плотные, крепкие аргиллиты. При сравнительно небольших скоростях проходки (1,5–3 м/час) и инертных, по отношению к эмульсионному раствору, породах, происходит сильное загущение промывочной жидкости, обусловленное ростом реологических характеристик. Считается, что повышение вязкостных параметров РУО при углублении скважины связано с наработкой твердой фазы, попаданием пластовой воды и влажной выбуренной породы, изменением соотношения фаз и концентрации структурообразователя. Однако нами было выдвинуто предположение о том, что значительное влияние на загущение эмульсионного раствора оказывает испарение его компонентов (водная и углеводородная фаза) с поверхности в емкостном парке буровой установки.

#### Результаты исследования кинетики испарения экспресс-методом

В подтверждение выдвинутой выше гипотезы на кафедре бурения УГТУ были проведены лабораторные исследования по испарению эмульсионного раствора. В качестве дисперсионной среды было решено использовалось минеральное масло, поскольку применение дизельного топлива в качестве основы ограничено по экологическим и пожарным требованиям.

Минеральное масло – как базовая жидкость для эмульсионных растворов – является продуктом нефтяного происхождения, производится путем перегонки мазута и отличается высокой степенью испаряемости. По современным представлениям [10–12] минеральное масло является сложной коллоидной системой, состоящей из различных по качеству и составу высокомолекулярных соединений (асфальтены, смолы, полициклические ароматические углеводороды и парафины) и низкомолекулярных углеводородов. Лучшими вязкостно-температурными свойствами обладают минеральные масла с содержанием асфальтенов не более 2 %, ароматических углеводородов и смол не менее 60 %. При повышенном содержании парафино-нафтеновых углеводородов с увеличением температуры наблюдается резкое падение вязкости, что связывается с плавлением парафинов и со-

ответствующим уменьшением прочности образуемой ими пространственной структуры.

Что касается испаряемости, то ее интенсивность напрямую зависит от содержания легких углеводородных фракций, молекулы которых при высоких температурах улетучиваются из общего объема.

Для проведения исследований был выбран эмульсионный раствор ENVIROMUL компании Halliburton плотностью 1410 кг/м<sup>3</sup>, использующийся при бурении интервала под эксплуатационную колонну на вышеупомянутых месторождениях. Состав исследуемого раствора представлен в табл. 2.

Таблица 2. Компонентный состав исследуемого эмульсионного раствора

Table 2. Component composition of the test emulsion mud

Реагент/Reagent	Концентрация, кг (литр)/м <sup>3</sup> Concentration, kg (liter)/m <sup>3</sup>	Функция/Function
Минеральное масло Mineral oil	600	Дисперсионная среда Dispersion liquid
Полиаминированная жирная кислота Fatty acid	20	Эмульгатор Emulsifier
Известь Lime	20	Регулятор щелочности Alkalinity control
Рассол хлористого кальция CaCl <sub>2</sub> brine	200	Дисперсная фаза Dispersed phase
Асфальтит Asphalt	20	Понизитель фильтрации Filtration control
Органофильный бентонит Organophilic bentonite	10	Структурообразователь Structurant
Дисперсия жидкого лецитина Dispersion of liquid lecithin	2	Гидрофобизатор твердой фазы Hydrophobing agent
Карбонат кальция 60 мкм CaCO <sub>3</sub> 60 mkm	800	Утяжелитель Weighting agent

Лабораторные исследования осуществлялись по следующей методике. При приготовлении РУО каждый образец подвергался перемешиванию миксером в течение 6 часов (для стабилизации параметров). Затем с помощью шестискоростного вискозиметра FANN и термобушки (для нагрева раствора до требуемой температуры) осуществлялось испарение раствора при атмосферном давлении и температуре 60 °С с постоянным перемешиванием по четыре часа в день. В начале каждого рабочего дня перед нагреванием раствор взвешивался на весах с точностью до одного грамма. Замер основных параметров производился через каждые четыре часа эксперимента.

Плотность раствора определялась тарированными рычажными весами, реологические харак-

теристики (пластическая вязкость, динамическое и статическое напряжение сдвига) измерялись вышеупомянутым вискозиметром FANN. Электростабильность – с помощью тестера стабильности эмульсии, а содержание твердой и жидкой фазы – ретортным анализом.

Температура проведения эксперимента составляла 60 °С, что соответствует рабочей температуре бурового раствора в приемных емкостях во время бурения скважины.

В качестве дисперсионной среды использовались два вида минерального масла: промышленное «И-5А» и внесезонное загущенное гидравлическое масло «ВМГЗ». Данные жидкости применяются двумя крупнейшими сервисными компаниями для приготовления РУО.

Приготовление первой рецептуры осуществлялось на основе промышленного масла «И-5А», результаты тестирования представлены в табл. 3.

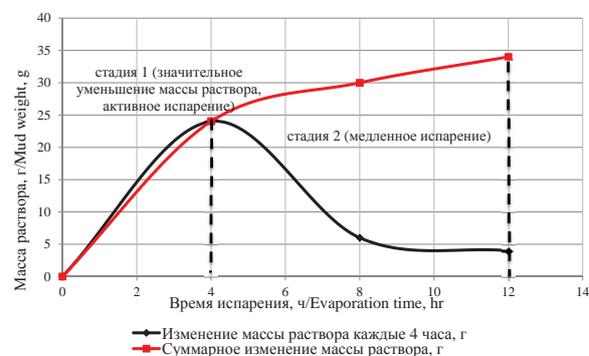
**Таблица 3.** Технологические параметры эмульсии на основе минерального масла «И-5А» до и после испарения

**Table 3.** Technological parameters of emulsion mud («E-5A» mineral oil) before and after evaporation

Параметры бурового раствора Mud properties	Базовый состав Base composition	4 ч испарения 4 hr evaporation	8 ч испарения 8 hr evaporation	12 ч испарения 12 hr evaporation
Плотность, кг/м <sup>3</sup> Density, kg/m <sup>3</sup>	1410	1465	1470	1470
600/300	154/88	131/72	172/91	168/88
200/100	65/40	51/29	64/34	61/32
6/3	10/8	6/5	3/2	3/2
СНС 10 сек./10 мин, фунт/100футов <sup>2</sup> Gels 10 sec/10 min, lbs/100ft <sup>2</sup>	8/15	6/10	3/22	3/16
ПВ, сПз/Plastic viscosity, cP	66	59	81	80
ДНС, фунт/100футов <sup>2</sup> Yield point, lbs/100ft <sup>2</sup>	22	13	10	8
Электростабильность, Вт Electrical stability, volts	915	> 2000	> 2000	> 2000
Масло, %/Oil, %	58	64	64	65
Вода, %/Water, %	16	6	2	1
Твердая фаза, %/Solids, %	26	30	34	34
Соотношение масло/вода, % Mineral oil/water ratio, %	78,4/21,6	91,4/8,6	97/3	98,5/1,5
Изменение массы раствора, г Change in mud weight, g	0	24	6	4
Суммарное изменение массы раствора, г Total change in mud weight, g	0	24	30	34

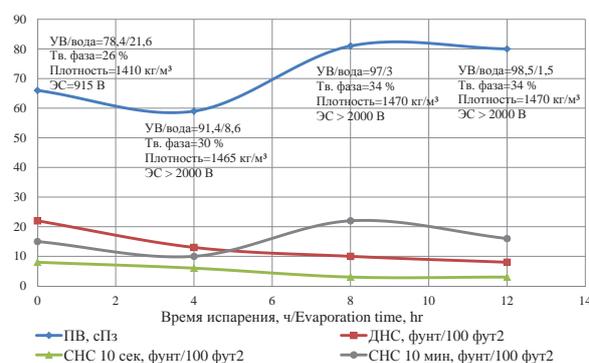
На рис. 3 представлена зависимость изменения массы раствора от времени испарения, в дальнейшем данное отношение будем называть «кинетикой испарения». Видно, что за первые четыре часа испарения при динамическом перемешивании наблюдается интенсивное снижение массы раствора (24 г), в последующем процесс испарения замедляется (4–6 г).

На рис. 4 показано изменение основных параметров РУО. Из графических зависимостей следует, что испарение жидкости приводит к увеличению концентрации твердой фазы, что в свою очередь вызывает рост плотности. Рост электростабильности означает, что из раствора активно испаряется вода, уже после четырех часов испарения прибор показывает максимальные значения (более 2000 В).



**Рис. 3.** Кинетика испарения эмульсионного раствора на основе масла «И-5А»

**Fig. 3.** Kinetics of evaporation in mineral oil-based emulsion mud «E-5A»



**Рис. 4.** Изменение свойств эмульсионного раствора на основе масла «И-5А» от времени испарения

**Fig. 4.** Change of properties of the mineral oil-based emulsion mud «I-5A» by evaporation time

Особое внимание следует обратить на изменение реологических характеристик. После четырех часов нагревания наблюдается их снижение, это объясняется активным испарением водной фазы, которая оказывает загущающий эффект. В дальнейшем наблюдается рост пластической вязкости и статического напряжения сдвига за 10 мин (увеличивается концентрация твердой фазы) [13–14].

Динамическое напряжение сдвига уменьшается вследствие увеличения доли углеводородной фазы и ухудшения работы органобентонита при длительном воздействии высокой температуры. Таким образом, за 12 часов нагревания доля твердой фазы увеличилась с 26 до 34 %, а соотношение фаз возросло с 78,4/21,6 до 98,5/1,5. Наблюдается практически полное испарение дисперсной фазы. Визуально раствор представляет собой очень вязкую и густую смесь, не пригодную для использования в промышленных условиях.

В качестве базовой жидкости во второй рецептуре использовалось масло «ВМГЗ» (табл. 4, рис. 5, 6).

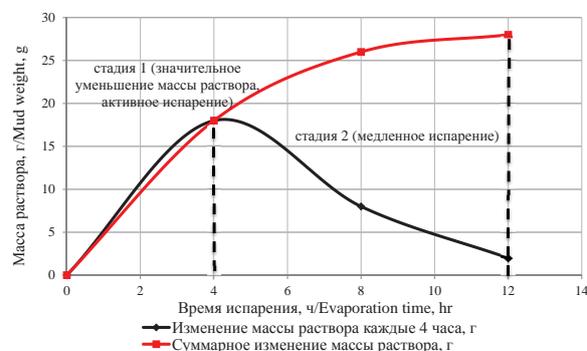
**Таблица 4.** Технологические параметры эмульсии на основе минерального масла «ВМГЗ» до и после испарения

**Table 4.** Technological parameters of emulsion mud («VMGZ» mineral oil) before and after evaporation

Параметры бурового раствора Mud properties	Базовый состав Base composition	4 ч испарения 4 hr evaporation	8 ч испарения 8 hr evaporation	12 ч испарения 12 hr evaporation
Плотность, кг/м <sup>3</sup> Density, kg/m <sup>3</sup>	1410	1460	1480	1480
600/300	145/84	130/70	211/111	175/90
200/100	62/38	49/27	75/40	62/32
6/3	9/8	4/3	3/2	3/2
СНС 10 сек/10 мин, фунт/100 футов <sup>2</sup> Gels 10 sec/10 min, lbs/100ft <sup>2</sup>	8/13	5/8	3/16	3/8
ПВ, сПз Plastic viscosity, cP	61	60	100	85
ДНС, фунт/100 футов <sup>2</sup> Yield point, lbs/100ft <sup>2</sup>	23	10	11	5
Электростабильность, Вт Electrical stability, volts	1038	> 2000	> 2000	> 2000
Масло, %/Oil, %	60	64	66	65
Вода, %/Water, %	12	4	2	1
Твердая фаза, % Solids, %	28	32	32	34
Соотношение масло/вода, % Mineral oil/water ratio, %	83,3/16,7	94,1/5,9	97/3	98,5/1,5
Изменение массы раствора, г Change in mud weight, g	0	18	8	2
Суммарное изменение массы раствора, г Total change in mud weight, g	0	18	26	28

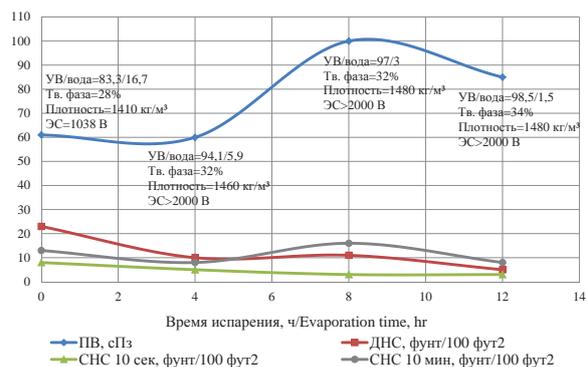
Необходимо отметить, что общее снижение массы бурового раствора на основе минерального масла «ВМГЗ» составляет 12 % (28 г), в то время как у раствора на основе масла «И-5А» – 14,8 % (34 г). В целом поведение реологических характеристик во время испарения идентично первой рецептуре. Разница в значениях пластической вяз-

кости объясняется различным «стартовым» соотношением фаз углеводороды/вода (в первом случае 78/22, во втором 83/17), а также различными физико-химическими свойствами применяемых масел.



**Рис. 5.** Кинетика испарения эмульсионного раствора на основе масла «ВМГЗ»

**Fig. 5.** Kinetics of evaporation in mineral oil-based emulsion mud «VMGZ»



**Рис. 6.** Изменение свойств эмульсионного раствора на основе масла «ВМГЗ» от времени испарения

**Fig. 6.** Change of properties of the mineral oil-based emulsion mud «VMGZ» by evaporation time

Сравнивая данные на рис. 3 и 5, видно, что процесс испарения по временному фактору можно разделить на две основные стадии: первая – интенсивное испарение, значительное снижение массы (первые 4 часа), вторая – медленное испарение (от 4 до 12 ч). Ретортный анализ показал, что интенсивное испарение на первой стадии в основном происходит за счет испарения воды. Силы притяжения между молекулами минерализованной воды гораздо меньше, чем между молекулами масла, стабилизированного различными асфальто-смолистыми добавками, поверхностно-активными веществами и структурообразователями. Соответственно, молекулы воды под действием температуры и динамического перемешивания быстрее испаряются, чем молекулы масла.

Что касается второй стадии, то здесь интенсивность испарения резко замедляется по причине уменьшения количества свободной воды и роста содержания углеводородной фазы [15].

Произведем все необходимые расчеты для количественного определения объемов испарившихся фаз.

#### Обработка результатов лабораторных исследований

Зная массу раствора до и после испарения, данные ретортного анализа и изменение плотности раствора, можно рассчитать объем испарения минерального масла и воды для каждой рецептуры. Воспользуемся следующими формулами:

$$\Delta V_{\text{масла}} = (V_{\text{масла } 1} - V_{\text{масла } 2}) = \\ = (M_1 R_{\text{масла } 1}) / (100 \rho_1) - (M_2 R_{\text{масла } 2}) / (100 \rho_2);$$

$$\Delta V_{\text{воды}} = (V_{\text{воды } 1} - V_{\text{воды } 2}) = \\ = (M_1 R_{\text{воды } 1}) / (100 \rho_1) - (M_2 R_{\text{воды } 2}) / (100 \rho_2),$$

где  $V_{\text{масла } 1}$ ,  $V_{\text{масла } 2}$ ,  $V_{\text{воды } 1}$ ,  $V_{\text{воды } 2}$  – объем масла, воды до и после испарения, м<sup>3</sup>;  $M_1$  и  $M_2$  – масса раствора до и после испарения, кг;  $R_{\text{масла } 1}$ ,  $R_{\text{масла } 2}$ ,  $R_{\text{воды } 1}$ ,  $R_{\text{воды } 2}$  – содержание масла, воды по реторте до и после испарения, %;  $\rho_1$  и  $\rho_2$  – плотность раствора до и после испарения, кг/м<sup>3</sup>.

1. Для рецептуры № 1 на основе масла «И-5А»:

$$\Delta V_{\text{масла } 1} = (0,23 \cdot 58) / (100 \cdot 1410) - (0,206 \cdot 64) / (100 \cdot 1465) = \\ = 0,00000462 \text{ м}^3 = 4,62 \text{ мл};$$

$$\Delta V_{\text{масла } 2} = (0,206 \cdot 64) / (100 \cdot 1465) - (0,2 \cdot 64) / (100 \cdot 1470) = \\ = 0,00000292 \text{ м}^3 = 2,92 \text{ мл};$$

$$\Delta V_{\text{масла } 3} = (0,2 \cdot 64) / (100 \cdot 1470) - (0,196 \cdot 65) / (100 \cdot 1470) = \\ = 0,00000041 \text{ м}^3 = 0,41 \text{ мл};$$

$$\Delta V_{\text{воды } 1} = (0,23 \cdot 16) / (100 \cdot 1410) - (0,206 \cdot 6) / (100 \cdot 1465) = \\ = 0,00001766 \text{ м}^3 = 17,66 \text{ мл};$$

$$\Delta V_{\text{воды } 2} = (0,206 \cdot 6) / (100 \cdot 1465) - (0,2 \cdot 2) / (100 \cdot 1470) = \\ = 0,00000572 \text{ м}^3 = 5,72 \text{ мл};$$

$$\Delta V_{\text{воды } 3} = (0,2 \cdot 2) / (100 \cdot 1470) - (0,196 \cdot 1) / (100 \cdot 1470) = \\ = 0,00000139 \text{ м}^3 = 1,39 \text{ мл}.$$

2. Для рецептуры № 2 на основе масла «ВМГЗ»:

$$\Delta V_{\text{масла } 1} = (0,234 \cdot 60) / (100 \cdot 1410) - (0,216 \cdot 64) / (100 \cdot 1460) = \\ = 0,00000489 \text{ м}^3 = 4,9 \text{ мл};$$

$$\Delta V_{\text{масла } 2} = (0,216 \cdot 64) / (100 \cdot 1460) - (0,208 \cdot 66) / (100 \cdot 1480) = \\ = 0,00000193 \text{ м}^3 = 1,93 \text{ мл};$$

$$\Delta V_{\text{масла } 3} = (0,208 \cdot 66) / (100 \cdot 1480) - (0,206 \cdot 65) / (100 \cdot 1480) = \\ = 0,00000228 \text{ м}^3 = 2,28 \text{ мл};$$

$$\Delta V_{\text{воды } 1} = (0,234 \cdot 12) / (100 \cdot 1410) - (0,216 \cdot 4) / (100 \cdot 1460) = \\ = 0,0000139 \text{ м}^3 = 13,9 \text{ мл};$$

$$\Delta V_{\text{воды } 2} = (0,216 \cdot 4) / (100 \cdot 1460) - (0,208 \cdot 2) / (100 \cdot 1480) = \\ = 0,00000311 \text{ м}^3 = 3,11 \text{ мл};$$

$$\Delta V_{\text{воды } 3} = (0,208 \cdot 2) / (100 \cdot 1480) - (0,206 \cdot 1) / (100 \cdot 1480) = \\ = 0,00000142 \text{ м}^3 = 1,42 \text{ мл}.$$

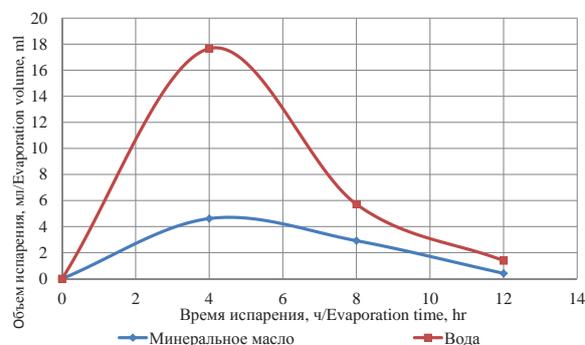
Значения, полученные расчетным путем, сведены в табл. 5.

По итогам расчета были построены графики кинетики испарения минерального масла и воды (рис. 7, 8).

**Таблица 5.** Объем испарения минерального масла и воды для каждой исследуемой рецептуры

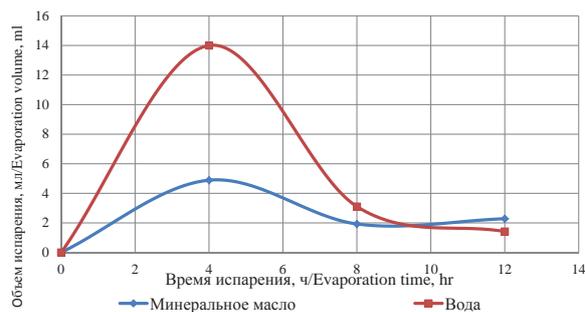
**Table 5.** Evaporation volume of mineral oil and water for each formulation

Испарившаяся жидкость Evaporated fluid	Объем испарения, мл Evaporation volume, ml				Всего, мл Total, ml
	0	4 ч 4 hr	8 ч 8 hr	12 ч 12 hr	
Рецептура № 1 на основе масла «И-5А» Formulation № 1 with «E-5A» oil					
Минеральное масло Mine- ral oil	0	4,62	2,92	0,41	7,95
Вода/Water	0	17,66	5,72	1,39	24,77
Рецептура № 2 на основе масла «ВМГЗ» Formulation № 2 with «VMGZ» oil					
Минеральное масло Mine- ral oil	0	4,9	1,93	2,28	9,11
Вода/Water	0	13,9	3,11	1,42	18,43



**Рис. 7.** Кинетика испарения минерального масла «И-5А» и воды при 60 °C

**Fig. 7.** Kinetics of evaporation of mineral oil «E-5A» and water at 60 °C



**Рис. 8.** Кинетика испарения минерального масла «ВМГЗ» и воды при 60 °C

**Fig. 8.** Kinetics of evaporation of mineral oil «VMGZ» and water at 60 °C

Анализ полученных зависимостей подтвердил, что активное испарение воды происходит первые 4 часа, а через 12 часов испарение воды практически прекращается. При этом с течением времени скорость испарения минерального масла также снижается. Исключение составляет вторая рецептура, где после 12 часов масла испаряется больше, чем воды. Причина заключается в том, что из-за большего «стартового» соотношения – 83/17 про-

тив 78/22 – соответственно меньшего содержания воды, быстрее достигается точка начала активного испарения углеводородной жидкости. В первую очередь испаряются легкие фракции (летучие соединения), затем происходит медленное испарение более тяжелых фракций [16–17].

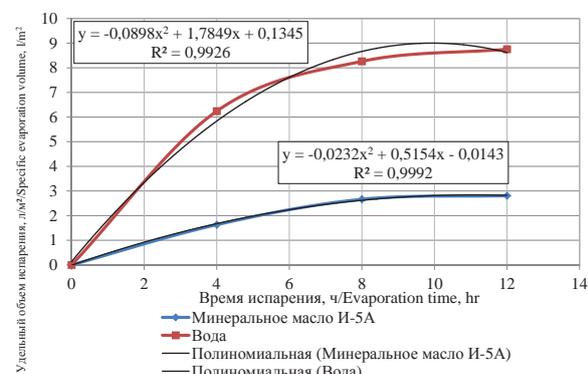


Рис. 9. Зависимость удельного объема испарения воды и минерального масла «И-5А» от времени

Fig. 9. Time dependence of specific volume of water evaporation and mineral oil «E-5A»

Как уже было сказано, помимо температуры скорость испарения зависит от площади открытой поверхности. В нашем случае испарение эмульсии осуществлялось в термкружке, площадь открытой поверхности которой составляет  $283 \cdot 10^{-5} \text{ м}^2$ . Введем дополнительный параметр – удельный объем испарения ( $\text{л}/\text{м}^2$ ), характеризующий отношение объема испарившейся жидкости к единице площади испарения при температуре эксперимента  $60^\circ\text{C}$ :

$$V_{\text{уд}} = V_{\text{исп}} / S_{\text{пов}}, \quad (2)$$

где  $V_{\text{уд}}$  – удельный объем испарения,  $\text{л}/\text{м}^2$ ;  $V_{\text{исп}}$  – объем испарившейся жидкости, л;  $S_{\text{пов}}$  – площадь поверхности испарения,  $\text{м}^2$ .

Пример расчета для рецептуры № 1 на основе масла «И-5А» представлен ниже:

$$V_{\text{уд.масл1}} = 0,00462 / 0,00283 = 1,63 \text{ л}/\text{м}^2.$$

Проведя аналогичные расчеты, были построены соответствующие графические зависимости удельного объема испарения от времени (рис. 9, 10). Интерполировав график полиномиальной функцией 2-й степени, получены математические уравнения с наибольшей величиной достоверности аппроксимации. Расчет удельного объема испарения минерального масла ( $\text{л}/\text{м}^2$ ) и воды ( $\text{л}/\text{м}^2$ ) определяется по следующим уравнениям:

1) для рецептуры с минеральным маслом «И-5А»:

$$I_{\text{м}} = -0,0232t^2 + 0,5154t - 0,0143; \quad (3)$$

$$I_{\text{в}} = -0,0898t^2 + 1,7849t + 0,1345; \quad (4)$$

2) для рецептуры с минеральным маслом «ВМГЗ»:

$$I_{\text{м}} = -0,0145t^2 + 0,4321t + 0,0587; \quad (5)$$

$$I_{\text{в}} = -0,0688t^2 + 1,342t + 0,1613, \quad (6)$$

где  $t$  – время, ч. Приведенные выше уравнения позволяют расчетным методом определить количество испарившегося минерального масла и воды с единицы площади испарения как в лабораторных ( $60^\circ\text{C}$ ), так и в полевых условиях.

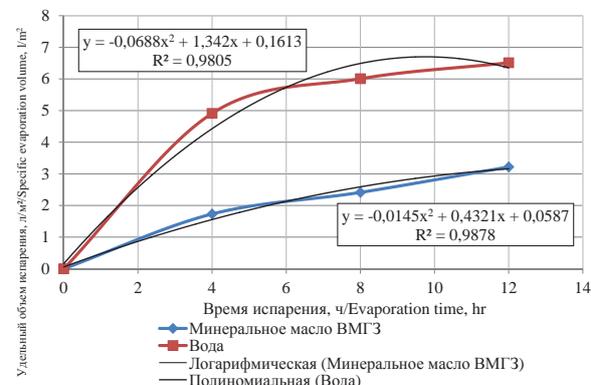


Рис. 10. Зависимость удельного объема испарения воды и минерального масла «ВМГЗ» от времени

Fig. 10. Time dependence of specific volume of water evaporation and mineral oil «VMGZ»

Анализируя результаты лабораторных исследований по испарению компонентов эмульсионного раствора, можно выделить главное.

1. В ходе проведенных лабораторных исследований по испарению эмульсионных растворов было выявлено, что при температуре  $60^\circ\text{C}$  происходит значительное испарение водной и углеводородной фаз. Сам процесс испарения делится на две стадии: 1-я – активное испарение, значительное снижение массы (первые 4 часа), 2-я – медленное испарение.
2. В условиях эксперимента за 12 часов наблюдается практически полное испарение водной фазы (в первой рецептуре с 16 до 1 %, во второй – с 12 до 1 %), сопровождающееся схожим изменением реологических параметров.
3. Из-за увеличения концентрации твердой фазы происходит резкий рост плотности бурового раствора (с 1410 до 1480  $\text{кг}/\text{м}^3$ ). Важно понимать, что оптимизация работы оборудования по очистке промывочной жидкости не позволит сдерживать наработку твердой фазой.
4. При выборе дисперсионной среды для приготовления эмульсионных систем, в частности минерального масла, особое внимание следует уделить на его физико-химические свойства, а именно на групповой углеводородный состав, начальную кинематическую вязкость, степень испаряемости и особенно температуру вспышки. Последняя характеристика является показателем содержания легкокипящих фракций, определяет степень испаряемости масла в процессе эксплуатации. Чем ниже температура вспышки, тем больше степень испаряемости масла, соответственно выше его расход.

### Алгоритм процедуры восстановления исходных концентраций компонентов эмульсионных буровых растворов

Для удобства и оперативности управления свойствами и составом инвертно-эмульсионного раствора при бурении в полевых условиях рекомендуется использовать полученные нами математические уравнения (3)–(6).

С помощью данных уравнений можно определить количество минерального масла и воды, необходимое для восстановления исходных концентраций в эмульсионном растворе. Однако резкое добавление всего объема испарившихся жидкостей (особенно воды) сразу приводит к нежелательному резкому загущению системы [18–20]. В промышленных условиях данное обстоятельство может привести к серьезным последствиям [21]:

- скачки и рост рабочего давления на насосах;
- невозможность прокачки эмульсии через наземную обвязку, забивание всасывающих и нагнетательных линий;
- значительные колебания давления могут привести к неисправности и выходу из строя элементов КНБК (ВЗД, роторно-управляемая система, телесистема).

Известен случай, произошедший в 2012 г. на скважине № 234 куста № 5 Кыртаельского месторождения. Там в процессе бурения интервала под хвостовик (диаметр долота 152,4 мм) из резервной емкости в активный циркуляционный объем попало 15 м<sup>3</sup> чистого минерального масла, причина – негерметичность шибберных задвижек, использование немаслостойкой резины. После замера основных технологических параметров выяснилось, что соотношение фаз возросло с 77/23 до 84/16, падение плотности – с 1120 до 1050 кг/м<sup>3</sup>, уменьшение динамического напряжения сдвига – с 21 до 15 фунтов/100 футов<sup>2</sup>. Инженером по растворам было принято решение об оперативном вводе рассчитанного объема минерализованной воды для восстановления исходных свойств эмульсии. В результате быстрого пополнения (1 цикл циркуляции=45 минут) произошло резкое загущение бурового раствора, повышение рабочего давления с 210 до 250 атм, перелив эмульсии через желобную систему, потеря сигнала телесистемы. В итоге для выравнивания параметров раствора в течение 4 часов осуществлялась циркуляция с малой производительностью насосов. В данном случае мы видим наглядный пример того, как неправильная технология обработки РУО привела к непроизводительному времени и увеличению срока строительства скважины.

Учитывая все вышесказанное, предлагается следующий алгоритм процедуры восстановления исходных концентраций компонентов эмульсионного раствора на основе минерального масла:

1. Зная концентрации химических реагентов в эмульсионном растворе, после нескольких циклов циркуляции произвести замер основных параметров.

2. В случае выявления отклонений сделать еще один контрольный замер при прочих равных условиях, особое внимание при этом уделить плотности, соотношению фаз.
3. Рассчитать объем минерального масла и воды, необходимый для восстановления исходных концентраций и свойств.
4. Ввести за один цикл циркуляции весь объем минерального масла.
5. Затем порционно, за 3–4 цикла, ввести рассчитанный объем воды.
6. После ввода всех компонентов, спустя 2–3 цикла циркуляции, произвести замер всех технологических параметров бурового раствора, по мере надобности дообработать эмульсию известью, эмульгатором до первоначальных концентраций.
7. В процессе бурения постоянно следить за изменением параметров раствора и ежедневно проводить восстановление исходного содержания воды и минерального масла.

Также хотелось бы остановиться на еще одной проблеме. При расчете объема бурового раствора, необходимого для бурения скважины, технические специалисты сервисных компаний и проектных институтов закладывают так называемый технический объем. Он включает в себя следующие пункты:

- потери на системе очистки со шламом;
- потери во время проведения спуско-подъемных операций;
- потери на фильтрацию бурового раствора в скважине.

На основании вышесказанного рекомендуется внести еще один пункт – потери раствора на испарение. Данный объем раствора должен рассчитываться, исходя из предполагаемых температур эмульсии на поверхности в емкостном парке, планируемых сроков строительства скважины. Безусловно, данный показатель будет приблизительным и не точным. Однако данный рассчитанный показатель позволит в какой-то степени компенсировать потери объема РУО на испарение.

### Выводы

Вследствие малой изученности процесса испарения компонентов эмульсионных буровых растворов полученные результаты могут иметь широкие перспективы. Предлагаемая экспресс-методика исследования испарения РУО, а также математические уравнения расчета объема испарения фаз могут использоваться как в промышленных, так и в лабораторных условиях. Стандартный набор необходимых приборов, достоверность и простота расчета делает данную методику весьма эффективной и информативной. Представленный алгоритм восстановления концентраций позволит избежать осложнений и проблем, связанных с неправильной обработкой промысловой жидкости.

Детальное исследование процесса испарения и полученные результаты могут повысить эффек-

тивность применения большинства современных РУО при строительстве скважин с высокими забойными температурами, уменьшить временные затраты на принятие решений по обработке и их

технологическое исполнение, а также затраты на восстановление свойств буровых растворов и предупреждение осложнений.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Давление насыщенных паров нефти при испарении с открытой поверхности / Ф.Ф. Абузова, Г.Д. Теляшева, А.П. Мухмутзянова, О.В. Валова // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1988. – № 9. – С. 14–16.
2. Борьба с потерями нефти и нефтепродуктов при их транспортировке и хранении / Ф.Ф. Абузова, И.С. Бронштейн, В.Ф. Новоселов. – М.: Недра, 1981. – 248 с.
3. Коршак А.А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения. – Уфа: Дизайн Полиграф Сервис, 2001. – 144 с.
4. Коршак А.А., Бусыгин Г.Н., Галляутдинов А.Б. О расходах через дыхательную арматуру резервуаров при «больших дыханиях» // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1995. – № 7. – С. 11–12.
5. Okorie E., Anietie N., Francis D. A comparative study of diesel oil and soybean oil as oil-based drilling mud // Journal of Petroleum Engineering. – 2015. – V. 21. – P. 10–12.
6. An J., Lee K., Choe J. Well control simulation model of oil-based muds for HPHT wells // SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition. – Doha, 2015. – V. 12. – P. 17–19.
7. Lost circulation minimization strategy applied while drilling challenging profile well on Salym group of oil fields / A. Kharitonov, S. Pogorelova, A. Bakici, A. Antonov, A. Khomutov // SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Moscow, 2015. – V. 3. – P. 24–26.
8. Батъкаев И.И., Еркебаева Г.Ш. Классификация и основные свойства углеводородных растворителей // Вести-Наука. – 2015. – № 5 (44). – С. 5–6.
9. Nelson R. Stock tank vapor recovery // Journal of Petroleum Engineering. – 2005. – V. 5. – P. 149–150.
10. Emerson R.H. Vapor Recovery: How it will Cost you // National Petroleum News. – 2006, April. – P. 76–83.
11. Boardman H. Storage of Volatile Petroleum Products // Petroleum Refiner. – 1996. – V. 25. – № 4. – P. 53–55.
12. Daojin Z. Applied properties of oil-based drilling fluids with montmorillonites modified by cationic and anionic surfactants // Applied Clay Science. – 2016. – V. 121–122. – P. 1–8.
13. Rubens R.F. Correlation between the gel-liquid transition stress and the storage modulus of an oil-based drilling fluids // Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics. – 2016. – V. 231. – P. 6–10.
14. Ming L. Contamination of cement slurries with diesel-based drilling fluids in a shale gas well // Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2015. – V. 27. – P. 1312–1320.
15. Тирон Д.В., Уляшева Н.М. К вопросу о термодинамической неустойчивости растворов на углеводородной основе // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2015. – № 8. – С. 25–30.
16. Тирон Д.В. Методы исследования седиментационной устойчивости растворов на углеводородной основе // Наука и бизнес: пути развития. – 2015. – № 10. – С. 10–13.
17. Шаммазов А.М., Коршак А.А., Коршак С.А. Метод расчета суммарных потерь от «дыханий» резервуаров. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. – 288 с.
18. Уляшева Н.М. Технология буровых жидкостей. Ч. 1. – Ухта: УГТУ, 2008. – 198 с.
19. Грей Дж.Р., Дарли Г.С.Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей) / пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.
20. Долгих А.Е., Ананьев А.Н., Новиков В.С. Исследование взаимодействия глинистых пород с растворами на углеводородной основе // Нефтяное хозяйство. – 1976. – № 12. – С. 22–25.
21. Минхайров К.Л., Наумов В.П., Бочкарев Г.П. Первый опыт применения гидрофобных эмульсионных растворов. – М.: Недра, 1970. – 182 с.

Поступила 11.02.2016 г.

#### Информация об авторах

**Тирон Д.В.**, аспирант кафедры бурения Института геологии, нефтегазодобычи и трубопроводного транспорта Ухтинского государственного технического университета.

**Уляшева Н.М.**, кандидат технических наук, профессор, заведующая кафедрой бурения Института геологии, нефтегазодобычи и трубопроводного транспорта Ухтинского государственного технического университета.

UDC 622.245.224

## THE RESEARCH OF PHASE EVAPORATION IN OIL-BASED MUDS

Denis V. Tiron<sup>1</sup>,  
denistiron@mail.ru

Nadezhda M. Ulyasheva<sup>1</sup>,  
zav\_bs@ugtu.net

<sup>1</sup> Ukhta State Technical University,  
13, Pervomaiskaya street, Ukhta, 169300, Russia.

*The research of phase evaporation in oil-based mud is an important task and it has practical significance for specialists engaged in engineering support of drilling muds.*

**The main aim of the study** is to develop the method for studying the evaporation oil-based mud components, to study the kinetics of evaporation of hydrocarbon and water phases, and the degree of change in technological characteristics of oil-based mud, to obtain the algorithm of restoring the original concentrations of emulsion.

**The methods used in the study:** the authors' express method of researching evaporation of oil-based mud components, retort analysis, electrical stability analysis and methods for determining technological characteristics of drilling fluids by API (American Petroleum Institute) standards.

**The results.** The authors have developed the express method of researching evaporation of the oil-based mud components. It was ascertained that significant evaporation of water and hydrocarbon phases occurs at 60 °C and the process is divided into two stages: active evaporation, significant reduction in mud weight due to the water phase evaporation (the first 4 hours), slow evaporation, alignment of the ratio of the volume of the evaporated phases (4–12 hours). It was ascertained that the emulsion rheological parameters grow intensively due to increased concentration of the solid phase and density at water and mineral oil evaporation. The authors introduced the specific volume of evaporation, depending on time, which allows calculating the amount of hydrocarbon and water needed to restore the initial concentration. The authors developed the algorithm of recovering initial concentrations of the oil-based mud components. Its application can greatly simplify the control over the washing liquid quality, increase the efficiency of the most modern oil-based muds when drilling with high downhole temperatures.

**Key words:**

Oil-based mud, mineral oil, phase evaporation, kinetics of evaporation, rheological properties, specific volume of evaporation, approximation.

## REFERENCES

1. Abuzova F.F., Telyasheva G.D., Mukhmutzyanova A.R., Valova O.V. Pressure of oil saturated vapor at evaporation from the exposed surface. *Transport and storage of oil and hydrocarbons*, 1988, no. 9, pp. 14–16. In Rus.
2. Abuzova F.F., Bronshteyn I.S., Novoselov V.F. *Borba s poteryami nefti i nefteproduktov pri ikh transportirovke i khraneni* [Struggle with losses of oil and oil products during their transportation and storage]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 221 p.
3. Korshak A.A. *Sovremennye sredstva sokrashcheniya poter benzina ot ispareniiya* [Modern means of reducing gasoline evaporative losses]. Ufa, Dizayn Poligraf Servis Publ., 2001. 144 p.
4. Korshak A.A., Busygin G.N., Galyautdinov A.B. Flow through aspiration valve tanks at big breath. *Transport and storage of oil and hydrocarbons*, 1995, no. 7, pp. 11–12. In Rus.
5. Okorie E., Anietie N., Francis D. A comparative study of diesel oil and soybean oil as oil-based drilling mud. *Journal of Petroleum Engineering*, 2015, vol. 21, pp. 10–12.
6. An J., Lee K., Choe J. Well control simulation model of oil-based muds for HPHT wells. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Doha, 2015. Vol. 12, pp. 17–19.
7. Kharitonov A., Pogorelova S., Bakici A., Antonov A., Khomutov A. Lost circulation minimization strategy applied while drilling challenging profile well on Salym group of oil fields. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 2015. Vol. 3, pp. 24–26.
8. Batkaev I.I., Erkebaeva G.S. Klassifikatsiya i osnovnye svoystva uglevodorodnykh rastvoriteley [Classification and basic properties of hydrocarbon solvents]. *Vesti-Nauka*, 2015, no. 5 (44), pp. 5–6.
9. Nelson R. Stock tank vapor recovery. *Journal of Petroleum Engineering*, 2005, vol. 5, pp. 149–150.
10. Emerson R.H. Vapor Recovery: How it will Cost You. *National Petroleum News*, 2006, April, pp. 76–83.
11. Boardman H. Storage of Volatile Petroleum Products. *Petroleum Refiner*, 1996, vol. 25, no. 4, pp. 53–55.
12. Daojin Z. Applied properties of oil-based drilling fluids with montmorillonites modified by cationic and anionic surfactants. *Applied Clay Science*, 2016, vol. 121–122, pp. 1–8.
13. Rubens R.F. Correlation between the gel-liquid transition stress and the storage modulus of an oil-based drilling fluids. *Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics*, 2016, vol. 231, pp. 6–10.
14. Ming L. Contamination of cement slurries with diesel-based drilling fluids in a shale gas well. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015, vol. 27, pp. 1312–1320.
15. Tiron D.V. K voprosu o termodinamicheskoy neustoychivosti rastvorov na uglevodorodnoy osnove [On the issue of thermodynamic instability of oil-based muds]. *Stroitelstvo neftyanykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more* [Construction of oil and gas station on land and sea]. Moscow, VNIIOENG Publ., 2015. No. 8, pp. 25–30.
16. Tiron D.V. Methods for researching sedimentation stability of oil-based muds. *Science and Business*, 2015, no. 10, pp. 10–13. In Rus.
17. Shammazov A.M., Korshak A.A., Korshak S.A. Metod rascheta summarnykh poter ot «dykhaniya» rezervuarov [Method for calculating the total losses from the «breathing» of tanks]. *Nauchno-tehnicheskie dostizheniya v gazovoy promyshlennosti* [Scientific achievements in gas industry]. Ufa, UGNTU Press, 2001. pp. 286–288.

18. Ulyasheva N.M. *Tehnologiya burovyykh zhidkostey* [The technology of drilling fluids]. Ukhta, UGTU Press, 2008. 198 p.
19. Grey Dzh.R. *Sostav i svoystva burovyykh agentov (promyvochnyykh zhidkostey)* [Composition and properties of drilling fluids]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 509 p.
20. Dolgikh A.E., Ananyev A.N., Novikov B.C. Issledovanie vzaimodeystviya glinistykh porod s rastvorami na uglevodorodnoy osnove [Research of interaction of clay rocks with oil-based muds]. *Neftyanoe khozyaistvo*, 1976, no. 12, pp. 22–25.
21. Minkhayrov K.L., Naumov V.P., Bochkarev G.P. *Pervy opyt primeneniya gidrojobnykh emulsionnykh rastvorov: tekhnologiya bureniya neftyanykh skvazhin* [The first experience in application of oil-based mud: oil drilling technology]. Moscow, Nedra Publ., 1970. 182 p.

*Received: 11 February 2016.*

#### **Information about the authors**

**Denis V. Tiron**, post graduate student, Ukhta State Technical University.

**Nadezhda M. Ulyasheva**, Cand. Sc., Head of the Drilling Department, Ukhta State Technical University.