

УДК 553.982

МРНТИ 53.03.15

<https://doi.org/10.55452/1998-6688-2023-20-1-30-37>

Дидух А.Г., Габсаттарова Г.А., Боранбаева Л.Е., Благих Е.В.*

Филиал «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», 050000, г. Алматы, Казахстан

*E-mail: e.blagikh@rdc.kaztransoil.kz

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА И ТЕМПЕРАТУРЫ ПОДОГРЕВА НА ТЕКУЧЕСТЬ СМЕСИ НЕФТИ ЗАПАДНОКАЗАХСТАНСКИХ/МАНГЫШЛАКСКИХ/АКТЮБИНСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ И НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КУМКОЛЬСКОЙ ГРУППЫ, ОБРАБОТАННЫХ ДЕПРЕССОРНОЙ ПРИСАДКОЙ

Аннотация. В статье представлены результаты исследования влияния состава и температуры подогрева на текучесть смеси нефти западноказахстанских/мангышлакских/актюбинских месторождений (транспортируются по магистральному нефтепроводу Кенкияк – Кумколь) и нефти месторождений Кумкольской группы (обработанных депрессорной присадкой); степень снижения реологических параметров зависит от температуры нагрева, содержания парафинов и асфальто-смолистых веществ и условий охлаждения, кроме того, у парафинистых нефтей существует оптимальная температура подогрева, при которой эффект термообработки наибольший. Эта температура всегда выше температуры плавления парафинов, находящихся в нефти. При этом создаются наиболее благоприятные условия для дендритной кристаллизации парафина с образованием наименее прочной структуры. При подогреве высокостаивающих нефтей ниже температуры плавления парафинов может наблюдаться резкое ухудшение реологических параметров нефтей из-за образования прочной мелкокристаллической структуры; полученные результаты исследований физико-химических и реологических свойств нефтесмеси ЗКНС-Кумкольская составов 30–70 и 40–60% показали, что при принятии решения о применении технологии подогрева нефти для улучшения режимов перекачки необходимо учитывать негативный эффект от нагрева до температуры 35 и 45 °С, так как это приведет к ухудшению реологических свойств нефти и снизит эффективность действия депрессорной присадки (которой обрабатывается кумкольская составляющая нефтесмеси). Для улучшения текучести нефтесмеси ЗКНС-Кумкольская можно рассматривать возможность нагрева нефти до 55 °С либо увеличение доли западноказахстанской составляющей наряду с отсутствием подогрева нефтесмеси (смешение компонентов при фактических температурах).

Ключевые слова: нефть, месторождение, температура, потеря текучести, кинематическая вязкость, нагрев, состав.

Дидух А.Г., Габсаттарова Г.А., Боранбаева Л.Е., Благих Е.В.*

«Қазтрансойл» АҚ зерттеулер мен әзірлемелер орталығы» филиалы 050000, Алматы қ., Қазақстан

*E-mail: e.blagikh@rdc.kaztransoil.kz

БАТЫС ҚАЗАҚСТАН/МАҢҒЫШЛАҚ/АҚТӨБЕ КЕН ОРЫНДАРЫ МҰНАЙ ҚОСПАСЫНЫҢ ЖӘНЕ ДЕПРЕССОРЛЫҚ ҚОСПАМЕН ӨНДЕЛГЕН ҚҰМКӨЛ ТОБЫНЫҢ МҰНАЙ КЕН ОРЫНДАРЫНЫҢ ҚҰРАМЫ МЕН ҚЫЗДЫРУ ТЕМПЕРАТУРАСЫНЫҢ ӨТІМДІЛІГІНЕ ӘСЕРІ

Андатпа. Мақалада Батыс Қазақстан/Маңғышлақ/Ақтөбе кен орындары мұнайының («Кенкияк-Құмкөл» магистральдық мұнай құбырымен тасымалданады) және Құмкөл тобы кен орындары мұнайы (депрессорлық қосыммен өнделген) қоспасының аққыштығына құрамы мен қыздыру температурасының әсерін зерттеу нәтижелері ұсынылған. Айдау режимдерін жақсарту үшін мұнайды қыздыру технологиясын қолдану кезінде 35 және 45 °С температураға дейінгі қыздыру теріс әсер беретіндігін ескеру қажеттігі көрсетілген. Өйткені бұл мұнайдың реологиялық қасиеттерінің нашарлауына әкеледі және депрессорлық қосым әсерінің тиімділігін төмендетеді. Батыс Қазақстан және Құмкөл мұнай қоспаларының аққыштығын жақсарту үшін мұнайды 55 °С дейін қыздыру мүмкіндігін, немесе мұнай қоспасын қыздырмай – нақты температуралар кезінде компоненттердің араласуы, Батыс Қазақстан құрамдастарының үлесін ұлғайту мүмкіндігін қарастыру қажет.

Тірек сөздер: мұнай, кен орны, аққыштығы жоғалту температурасы, кинематикалық тұтқырлық, қыздыру, құрам.
Diduh A.G., Gabsattarova G.A., Boranbaeva L.E., Blagih E.V.*

Branch “Research and development centre “Kaztransoil” JSC 050000, Almaty, Kazakhstan

*E-mail: e.blagikh@rdc.kaztransoil.kz

INFLUENCE OF THE COMPOSITION AND HEATING TEMPERATURE ON THE FLOW OF THE MIXTURE OF OIL OF THE WEST KAZAKHSTAN/MANGYSHLAK/AKTOBE FIELDS AND OIL FIELDS OF THE KUMKOL GROUP TREATED WITH THE DEPRESSANT ADDITIVE

Abstract. The article presents the results of the study of the influence of the composition and temperature of heating on the flow of the mixture of oil of West Kazakhstan/Mangyshlak/Aktobe fields (transported through the main pipeline «Kenkiyak-Kumkol») and oil fields of Kumkol group (treated with depressant); degree of rheological reduction depends on heating temperature, wax and asphalt-resin content and cooling conditions, and paraffin oils have an optimal heating temperature, where the heat treatment effect is greatest. This temperature is always higher than the melting point of the paraffins in the oil. At the same time, the most favorable conditions are created for dendritic crystallization of paraffin with the formation of the least stable structure. When heating high-frozen oil below the melting point of paraffins, there may be a sharp deterioration of the rheological parameters of the oil due to the formation of a solid fine-crystalline structure; the results of the physical-crystalline research are obtained the chemical and rheological properties of the oil mixture of ZKNS-Kumkol formulations 30-70 and 40-60% have shown that the negative effect from heating to 35 and 45 °C must be taken into account when deciding on the use of oil heating technology to improve transmission modes, because this will lead to deterioration of rheological properties of oil and will reduce the effectiveness of the depressant additive (which is used to process the Kumkol component of the oil mixture). In order to improve the flow of the oil mixture ZKNS-Kumkolskaya can consider the possibility of heating the oil up to 55 °C, or increasing the share of the West Kazakhstan component along with the absence of heating of the oil mixture (mixing of components at actual temperatures).

Key words: oil, field, pour point, kinematic viscosity, heating, composition.

Введение

Подогрев нефти является одним из классических, давно применяемых путей улучшения текучести парафинистой нефти для обеспечения ее безопасной и стабильной транспортировки по магистральному трубопроводу. При рассмотрении возможности/целесообразности применения теплового подогрева нефти немаловажным вопросом является исследование и подбор эффективной температуры подогрева, так как это в итоге влияет на энерго- и ресурсосбережение применяемой технологии [1–5].

Целью данной статьи является исследование влияния состава и температуры подогрева на текучесть смеси нефти западноказахстанских/мангышлакских/актюбинских месторождений и нефти месторождений Кумкольской группы, обработанных депрессорной присадкой.

Основные положения

Как известно, для транспортирования высокопарафинистых нефтей используют способ температурной обработки перекачиваемой нефти. При данной обработке нефть необходимо нагревать до температур выше 60 °C. Нагревание и в дальнейшем охлаждение нефти приводят к образованию кристаллов парафинов различной прочности. Следует учесть, что прочность кристаллических решеток зависит от содержания асфальтенов и смол и величины формируемого кристалла. Нагревание парафинистой нефти также изменяет такие реологические характеристики нефти, как напряжение сдвига, эффективная вязкость и температура потери текучести [6].

В настоящей работе представлены результаты исследования анализа состава и температуры подогрева на хладотекучие свойства смесей нефти западноказахстанских/мангышлакских/актюбинских месторождений [7], транспортируемых по магистральному нефтепроводу Кенкияк – Кумколь (далее – ЗКНС), с нефтью месторождений Кумкольской группы (далее – кумкольская нефть). Исследуемые нефтесмеси ЗКНС-Кумкольская нефть имели составы 30–70 и 40–60 объем %, соответственно.

Свойства исходных проб западноказахстанской и кумкольской нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные свойства исходных нефтей

Показатель Indicator	ЗКНС ZKNS	Кумкольская нефть Kumkol oil
Температура потери текучести, °C	-21	+12
Плотность 20 °C, кг/м ³ Density 20 °C, kg/m ³	850,1	822,5
Кинематическая вязкость при 20 °C, мм ² /с Kinematic viscosity at 20 °C, mm ² /s	17,17	10,12
Парафины, % Paraffins, %	6,8	10,5
Смолы, % Resins, %	12,0	8,0

Из результатов видно, что кумкольская нефть содержит большое количество парафинов, что приводит к увеличению значений температуры потери текучести [8–9] данной нефти. ЗКНС, наоборот, имеет меньшее количество парафинов, но характеризуется высоким содержанием смол. Поэтому для данной нефти свойственна низкая температура потери текучести и высокая вязкость.

Материалы и методы

Пробы ЗКНС и кумкольской нефти предварительно отобраны на нефтеперекачивающих станциях и доставлены для исследования. Перед подготовкой нефтесмесей кумкольская нефть была предварительно нагрета до 60 °C и обработана депрессорной присадкой (дозировкой 200 ppm). Смешение ЗКНС с кумкольской нефтью проводили при температуре ЗКНС 0%/ кумкольская 20%. Температуру потери текучести определяли с помощью прибора «S.D.M.– 530»; кинематическую вязкость определяли на приборе «SVM3001».

Значения плотности (при 20%) нефтесмесей ЗКНС-Кумкольская составили:

- для состава 30–70% $\rho_{20}=830,7$ кг/м³;
- для состава 40–60% $\rho_{20}=834,1$ кг/м³.

Далее проводили подогрев нефтесмеси ЗКНС-Кумкольская (составов 30–70%, 40–60%) при 35%, 45% и 55%. После подогрева пробы нефтесмеси охлаждали при медленном перемешивании до комнатной температуры. Полученную смесь хранили при температуре 6–8 °C при регулярном перемешивании. Периодически из общего объема смеси отбирали количество нефти, необходимое для анализа (анализы проводили в первый, седьмой, 14-й и 20-й день). Для сравнения проводили исследования нефтесмесей без тепловой обработки (далее – ТО).

Результаты исследований нефтесмесей ЗКНС-Кумкольская представлены в таблицах 2–5.

Таблица 2 – Изменение температуры потери текучести (Тпт) и кинематической вязкости нефтесмесей ЗКНС-Кумкольская (с депрессорной присадкой) составов 30–70%, 40–60% в первый день исследований

Состав ЗКНС – Кумколь, % Composition of ZKNS – Kumkol, %	Тпт, °C Pour point, °C	Кинематическая вязкость, мм²/с Kinematic viscosity, mm²/s				
		20°C	30°C	40°C	50°C	60°C
Без ТО/Without HT						
30–70	+3	8,629	6,591	5,130	4,148	3,457
40–60	-9	9,031	6,865	5,375	4,344	3,717
ТО 35 °						
30–70	+6	8,675	6,637	5,193	4,105	3,493
40–60	-3	9,044	6,905	5,397	4,395	3,828
ТО 45 °						

30–70	+6	9,232	6,906	5,293	4,154	3,492
40–60	-6	9,554	5,917	5,519	4,374	3,716
ТО 55 °						
30–70	-3	8,953	6,767	5,286	4,198	3,637
40–60	-9	9,447	7,161	5,560	4,387	3,580

Таблица 3 – Изменение температуры потери текучести (Тпт) и кинематической вязкости нефтесмесей ЗКНС-Кумкольская (с депрессорной присадкой) составов 30–70%, 40–60% в первый день исследований

Состав ЗКНС – Кумколь, % Composition of ZKNS – Kumkol, %	Тпт, °C Pour point, °C	Кинематическая вязкость, мм ² /с Kinematic viscosity, mm ² /s				
		20 °C	30 °C	40 °C	50 °C	60 °C
Без ТО/Without HT						
30–70	+3	8,682	6,610	5,151	4,126	3,529
40–60	-6	9,068	6,887	5,374	4,245	3,647
ТО 35 °						
30–70	+6	8,752	6,654	5,206	4,130	3,532
40–60	-3	9,121	6,916	5,392	4,250	3,706
ТО 45 °						
30–70	+6	9,249	6,906	5,293	4,163	3,391
40–60	-3	9,591	7,172	5,510	4,323	3,518
ТО 55 °						
30–70	0	9,523	7,185	5,563	4,379	3,724
40–60	-6	8,698	6,610	5,156	4,106	3,767

Таблица 4 – Изменение температуры потери текучести (Тпт) и кинематической вязкости нефтесмесей ЗКНС-Кумкольская (с депрессорной присадкой) составов 30–70%, 40–60% в 14-й день исследований

Состав ЗКНС – Кумколь, % Composition of ZKNS – Kumkol, %	Тпт, °C Pour point, °C	Кинематическая вязкость, мм²/с Kinematic viscosity, mm²/s				
		20 °C	30 °C	40 °C	50 °C	60 °C
Без ТО/Without HT						
30–70	+3	8,817	6,730	5,228	4,226	3,590
40–60	-6	9,273	7,126	5,514	4,640	3,772
ТО 35 °						
30–70	+6	8,559	6,583	5,078	4,151	3,309
40–60	-3	9,085	6,898	5,368	4,394	3,708
ТО 45 °						
30–70	+6	9,045	6,766	5,194	4,284	3,458
40–60	-3	9,591	7,190	5,530	4,543	4,031
ТО 55 °						
30–70	+3	8,525	6,533	5,123	4,226	3,614
40–60	-3	9,656	7,241	5,605	4,551	3,872

Таблица 5 – Изменение температуры потери текучести (Тпт) и кинематической вязкости нефтесмесей ЗКНС-Кумкольская (с депрессорной присадкой) составов 30–70%, 40–60% в 20-й день исследований

Состав ЗКНС – Кумколь, % Composition of ZKNS – Kumkol, %	Тпт, °C Pour point, °C	Кинематическая вязкость, мм²/с Kinematic viscosity, mm²/s				
		20 °C	30 °C	40 °C	50 °C	60 °C
Без ТО/Without HT						
30–70	+6	8,836	6,774	5,343	4,231	3,631
40–60	0	9,392	7,144	5,518	4,695	4,005
ТО 35 °						
30–70	+9	9,078	6,898	5,396	4,208	3,582
40–60	+3	9,317	7,202	5,480	4,297	3,938
ТО 45 °						
30–70	+9	9,670	7,153	5,435	4,258	3,500
40–60	+3	9,473	7,236	5,494	4,455	3,793
ТО 55 °						
30–70	+6	9,492	7,118	5,478	4,315	3,534
40–60	0	9,525	7,212	5,579	4,398	3,729

Результаты и обсуждение

Как видно из данных таблиц 2–5, увеличение содержания нефти западноказахстанских/мангышлакских/актюбинских месторождений в нефтесмеси улучшает хладотекучие свойства нефтесмеси ЗКНС-Кумкольская.

Моделирование условий нагрева нефтесмеси ЗКНС-Кумкольская показало (таблицы 2–5), что, подогрев нефтесмеси до 35 и 45 °C не только не влияет, но и приводит к незначительному ухудшению текучести формируемой нефтесмеси. Это объясняется тем, что при охлаждении термообработанной нефти формируется новая дисперсная система, в которой присутствуют крупные парафиновые ассоциаты, затрудняющие пространственное структурообразование благодаря неравномерному распределению в объеме нефти. Снижение значений реологических параметров зависит от содержания в нефти парафинов и асфальто-смолистых веществ, а также от температуры нагрева и условий охлаждения.

Доказано что, повышение температуры нагрева до 55 °C приводит к улучшению хладотекучих свойств нефти, так как при более высоких температурах наблюдается наиболее глубокое растворение высокомолекулярных твердых парафинов. Данные условия необходимы для получения менее прочной структуры кристаллизации парафинов, такой как дендритная. Однако при подогреве высокопарафинистых нефтей ниже температуры плавления парафинов может наблюдаться резкое ухудшения реологических свойств нефтей из-за образования прочной мелкокристаллической структуры.

При этом следует учесть, что повторный нагрев нефти с ранее дозированной депрессорной присадкой выше 55 °C также приводит к улучшению хладотекучих свойств благодаря активации действия присадки, при этом наблюдается уменьшение слипаемости, изменение структуры кристаллов и увеличение степени дисперсности за счет изменения процесса кристаллизации парафинов в нефти [9–10].

Вместе с тем, согласно полученным результатам, смешение ЗКНС с кумкольской смесью без дополнительного нагрева не приводит к ухудшению реологических параметров формируемой нефтесмеси. Наблюдаемые при этом значения реологических параметров почти сопоставимы с результатами при нагреве нефти до 55 °C, а также ниже значений, полученных после подогрева до температуры 35 и 45 °C и остаются достаточно стабильными, незначительно повышаясь на 20-й день.

Заключение

Таким образом, исследования физико-химических и реологических свойств нефтесмеси ЗКНС-

Кумкольская составов 30–70 и 40–60% показали, что при принятии решения о применении технологии подогрева нефти для улучшения режимов перекачки необходимо учитывать негативный эффект от нагрева до температуры 35 и 45 °С, так как это приведет к ухудшению реологических свойств нефти и снизит эффективность действия депрессорной присадки (которой обрабатывается кумкольская составляющая нефтесмеси). Для улучшения текучести нефтесмеси ЗКНС-Кумкольская можно рассматривать возможность нагрева нефти до 55 °С либо увеличение доли западноказахстанской составляющей наряду с отсутствием подогрева нефтесмеси (смешение компонентов при фактических температурах).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Коршак А.А., Шманов Н.Н., Мамонов Ф.А., Пирогов А.Г., Махмотов Е.С., Нечваль А.М. Магистральные трубопроводы. – Уфа: ДизайнполиграфСервис, 2008. – 448 с.
- 2 Махмотов Е.С., Саяхов Б.К., Пирогов А.Г. Транспортировка нефтесмесей и поставка воды в Республике Казахстан. – Алматы: Ел–Шежіре, 2017. – 236 с.
- 3 Муфтахов Е.М. Реологические свойства нефтей и нефтепродуктов. – М.: УГНТУ, Уфа, 2001. – 71 с.
- 4 Евдокимов И.Н., Елисеев Н.Ю. Молекулярные механизмы вязкости жидкости и газа/ Часть 1. Основные понятия. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2005. – 59 с.
- 5 Мурачев И.В. Влияние термообработки на температуру застывания и реологические свойства нефти / И.В. Мурачев; науч. рук. Л. В. Чеканцева, Е. В. Мальцева // Проблемы геологии и освоения недр : Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – №2. – С. 381–384.
- 6 Аллахвердиева Д.Т., Евдокимов И.Н. Влияние термообработки на температуру застывания нефти // Наука и технология углеводородов. – 2002. – № 1. – С. 50–53.
- 7 Банатов В.В. Реологические свойства вязких нефтей и нефтепродуктов и их регулирование комплексными методами воздействия: Дис. ... канд. тех. наук. – Тюмень, 2005. – 63 с.
- 8 Халикова Д.А. Влияние высокомолекулярных парафиновых углеводородов на свойства нефтей и асфальтосмолопарафиновых отложений: Дис. ... канд. техн. наук. – Казань, 2008.
- 9 Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1984. – С.14.
- 10 Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю., Елисеев Н.Ю. Отрицательная аномалия вязкости жидких нефтепродуктов после термообработки // Химия и технология топлив и масел. – 2002. – № 3. – С. 26–29.
- 11 Алдыяров Т.К., Махмотов Е.С., Дидух А.Г., Габсаттарова Г.А., Боранбаева Л.Е. Реология нефтей и нефтесмесей (транспортируемых АО «КазТрансОйл») – Алматы: ТОО «Журнал «Дала», 2012. – 416 с.

REFERENCES

- 1 Korshak A.A., Shmanov N.N., Mamonov F.A., Pirogov A.G., Mahmotov E.S., Nechval' A.M. (2008) Magistral'nye truboprovody. – Ufa: DizajnpoligrafServis. 448 p. (In Russian)
- 2 Mahmotov E.S., Sajahov B.K., Pirogov A.G. (2017) Transportirovka neftesmesej i postavka vody v Respublike Kazahstan. – Almaty: El–Shezhire. 236 p. (In Russian)
- 3 Muftahov E.M. (2001) Reologicheskie svojstva neftej i nefteproduktov. – M.: UGNTU, Ufa. 71 p. (In Russian)
- 4 Evdokimov I.N., Eliseev N.Ju. (2005) Molekuljarnye mehanizmy vjazkosti zhidkosti i gaza/ Chast' 1. Osnovnye ponjatija. – M.: RGU nefiti i gaza imeni I.M. Gubkina. 59 p. (In Russian)
- 5 Murachev I.V. Vlijanie termoobrabotki na temperaturu zastyvaniya i reologicheskie svojstva nefiti / I.V. Murachev; nauch. ruk. L. V. Chekanceva, E. V. Mal'ceva // Problemy geologii i osvoenija neдр : trudy XX Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodyh uchenyh, posvjashhennogo 120-letiju so dnja osnovaniya Tomskogo politehnicheskogo universiteta, Tomsk, 4-8 aprelja 2016 g. : v 2 t. – Tomsk : Izd-vo TPU, 2016. No2. – P. 381–384. (In Russian)
- 6 Allahverdieva D.T., Evdokimov I.N. (2002) Vlijanie termoobrabotki na temperaturu zastyvaniya nefiti // Nauka i tehnologija uglevodorodov. No 1. P. 50–53. (In Russian)
- 7 Banatov V.V. (2005) Reologicheskie svojstva vjazkih neftej i nefteproduktov i ih regulirovanie kompleksnymi metodami vozdejstvija: Dis. ... kand. teh. nauk. – Tjumen'. 63 p. (In Russian)
- 8 Halikova D.A. (2008) Vlijanie vysokomolekuljarnyh parafinovyh uglevodorodov na svojstva neftej i asfal'tosmoloparafinovyh otlozhenij: Dis. ... kand. tehn. nauk. – Kazan'. (In Russian)
- 9 Tugunov P.I. (1984) Nestacionarnye rezhimy perekachki nefiti i nefteproduktov. – M.: Nedra. P.14. (In Russian)
- 10 Evdokimov I.N., Eliseev D.Ju., Eliseev N.Ju. (2002) Otricateľ'naja anomalija vjazkosti zhidkih nefteproduktov posle termoobrabotki // Himija i tehnologija topliv i masel. No 3. P. 26–29. (In Russian)

11 Aldyjarov T.K., Mahmotov E.S., Diduh A.G., Gabsattarova G.A., Boranbaeva L.E. (2012) Reologija neftej i neftesmesej (transportiruemyh АО «KazTransOil») – Almaty: TOO «Zhurnal “Dala”. 416 p. (In Russian)

Информация об авторах

Дидух Александр Геннадиевич

Кандидат химических наук, заместитель директора филиала «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», ул. Жибек жолы, 154, 050000, г. Алматы, Казахстан
ORCID ID: 0000-0003-4393-6274
E-mail: A.Didukh@kaztransoil.kz

Габсаттарова Гульнара Амангельдиевна

Кандидат химических наук, руководитель лаборатории исследований нефти и нефтепродуктов филиала «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл», ул. Жибек жолы, 154, 050000, г. Алматы, Казахстан
ORCID ID: 0000-0002-0858-1511
E-mail: G.Gabsattarova@kaztransoil.kz

Боранбаева Лаура Ергалиевна

Научный сотрудник лаборатории исследований нефти и нефтепродуктов филиала «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл» 154, ул. Жибек жолы, 050000, г. Алматы, Казахстан
ORCID ID: 0000-0002-3160-331X
E-mail: L.Boranbaeva@kaztransoil.kz

Благих Евгений Владимирович (автор для корреспонденции)

Техник-лаборант лаборатории исследований нефти и нефтепродуктов филиала «Центр исследований и разработок АО «КазТрансОйл» 154, ул. Жибек жолы, 050000, г. Алматы, Казахстан
ORCID ID: 0000-0002-7744-5855
E-mail: E.Blagikh@rdc.kaztransoil.kz

Information about authors

Didukh Alexander Gennadievich

Candidate of Chemical Sciences, Deputy Director of the branch "Research and Development center of KazTransOil JSC", Zhibek-zholy, 154, 050000, Almaty, Kazakhstan.
ORCID ID: 0000-0003-4393-6274
E-mail: a.didukh@kaztransoil.kz

Gabsattarova Gulnara Amangeldievna

Candidate of Chemical Sciences, Head of the laboratory for research of oil and oil products of the branch "Research and Development center of KazTransOil JSC", Zhibek-zholy, 154, 050000, Almaty, Kazakhstan ORCID ID: 0000-0002-0858-1511
E-mail: g.gabsattarova@kaztransoil.kz

Boranbaeva Laura Ergalievna

Researcher of the laboratory for research of oil and oil products of the branch "Research and Development center of KazTransOil JSC", Zhibek-zholy, 154, 050000, Almaty, Kazakhstan
ORCID ID: 0000-0002-3160-331X
E-mail: l.boranbaeva@kaztransoil.kz

Blagikh Evgeny Vladimirovich (corresponding author)

Laboratory technician of the laboratory for research of oil and oil products of the branch "Research and Development center of KazTransOil JSC", Zhibek-zholy, 154, 050000, Almaty, Kazakhstan

ORCID ID: 0000-0002-7744-5855

E-mail: e.blagikh@rdc.kaztransoil.kz

Авторлар туралы мәліметтер

Дидух Александр Геннадьевич

Химия ғылымдарының кандидаты, «ҚазТрансОйл» АҚ ҒЗО» филиалы директорының орынбасары, Жібек жолы көш., 154, 050000, Алматы, Қазақстан

ORCID ID: 0000-0003-4393-6274

E-mail: a.didukh@kaztransoil.kz

Ғабсаттарова Гүлнар Амангелдіқызы

Химия ғылымдарының кандидаты, «ҚазТрансОйл» АҚ ҒЗО» филиалының мұнай және мұнай өнімдерін зерттеу зертханасының меңгерушісі, Жібек жолы көш., 154, 050000, Алматы, Қазақстан

ORCID ID: 0000-0002-0858-1511

E-mail: g.gabsattarova@kaztransoil.kz

Боранбаева Лаура Ерғалиқызы

«ҚазТрансОйл» АҚ ҒЗО» филиалының мұнай және мұнай өнімдерін зерттеу зертханасының ғылыми қызметкері, Жібек жолы көш., 154, 050000, Алматы, Қазақстан

ORCID ID: 0000-0002-3160-331X

E-mail: l.boranbaeva@kaztransoil.kz

Благих Евгений Владимирович (корреспонденция авторы)

«ҚазТрансОйл» АҚ ҒЗО» филиалының мұнай және мұнай өнімдерін зерттеу зертханасының лаборанты, Жібек жолы көш., 154, 050000, Алматы, Қазақстан

ORCID ID: 0000-0002-7744-5855

E-mail: e.blagikh@rdc.kaztransoil.kz