

РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СКВАЖИНЕ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЛУБИНЫ СПУСКА УСТРОЙСТВА ДОЗИРОВАНИЯ РЕАГЕНТА

Макарова Т.Г.¹, Хасаншина Э.М.², Хакимова А.А.³

¹*Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск;*

²*Казанский национальный исследовательский технический университет им. А.Н.Туполева, Альметьевск;*

³*Казанский национальный исследовательский технологический университет, Бугульма*

Ключевые слова: установка погружного электроприводного лопастного насоса, струйный насос, насос-дозатор, распределение температуры в скважине, асфальтосмолопарафиновые отложения.

Аннотация. Эксплуатация установок электроприводных лопастных насосов связана с различного рода осложнениями. Наиболее распространенными являются наличие механических примесей, газовый фактор, а так же образование асфальтосмолопарафиновых отложений, что приводит к уменьшению проходного сечения труб и снижению подачи электролопастных насосов. Для предотвращения образования отложений наиболее эффективным является способ дозированной подачи ингибитора непосредственно в место образования отложений. Для этого разработано устройство подачи реагента в скважину состоящее из насоса дозирующего реагент и струйного насоса. Для определения оптимальной глубины спуска струйного насоса предлагается расчет распределения температуры по глубине скважины с учетом скорости потока жидкости и нагревом жидкости за счет погружного электродвигателя установки. Подбор оптимальной глубины установки струйного насоса позволит минимизировать риски образования асфальтосмолопарафиновых отложений.

CALCULATION OF TEMPERATURE DISTRIBUTION IN THE WELL TO DETERMINE THE RUNNING DEPTH OF THE REAGENT DOSING DEVICE

Makarova T.G.¹, Khasanshina E.M.², Khakimova A.A.³

¹*Almetyevsk state oil institute, Almetyevsk;*

²*Kazan National Research Technical University n.a. A.N. Tupolev, Almetyevsk*

³*Kazan National Research Technological University, Bugulma*

Keywords: installation of submersible motor-driven vane pump, jet pump, dosing pump, temperature distribution in well, asphalt-resin-paraffin deposits.

Abstract. Operation of electric driven vane pump units is associated with various types of complications. The most common are the presence of mechanical impurities, gas factor, as well as the formation of asphalt-resin-paraffin deposits, which leads to a decrease in the flow section of the pipes and a decrease in the supply of electric bladed pumps. In order to prevent formation of deposits, the method of dosing the inhibitor directly to the place of formation of deposits is the most effective. For this purpose device of reagent supply to well consisting of dosing reagent pump and jet pump is developed. To determine the optimal running depth of the jet pump, it is proposed to calculate the temperature distribution along the well depth taking into account the liquid flow rate and heating the liquid due to the submersible electric motor of the installation. Selection of the optimal depth of the jet pump installation will minimize the risks of formation of asphalt-resin-paraffin deposits.

Введение

Накопление асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) приводит к снижению производительности установок электроприводных лопастных насосов (УЭЛН), сокращению срока и эффективности работы оборудования [1]. Борьба с АСПО является одной из важнейших задач при механизированной добыче нефти.

АСПО представляют собой высокодисперсные суспензии кристаллов парафинафеновых углеводородов, асфальтенов и минеральных примесей в маслах и смолах, которые откладываются в призабойной зоне пласта, на нефтепромысловом оборудовании и в НКТ. На местонахождение и количество АСПО влияют многие показатели

такие как: температурный фон, обводненность нефти, интенсивное газовыделение, стремительность отложения осадков, их размер, форма, строение, плотность и др.

Устранение АСПО осуществляется различными способами, однако продуктивным способом для высокодебитных скважин являются защитные покрытия, для среднедебитных – механические и термические способы, а для низкодебитных – химические способы. Для предотвращения образования АСПО применяют различные ингибиторы, подающиеся с помощью различных способов и устройств [2, 3].

Одним из эффективных является техническое решение, заключающееся в дозировании реагента в непосредственной близости к месту образования АСПО с помощью установки включающей в себя струйный насос, дозирующий реагент, в комбинации с УЭЛН. Установка обеспечивает оптимальный расход реагента и не требует дополнительных экономических вложений [4].

Содержащиеся в добываемой жидкости парафины кристаллизуются из нее при температуре ниже начала кристаллизации парафинов (ТНКП). ТНКП зависит от химического состава добываемой жидкости и от молекулярной массы растворенных в ней парафинов. Интенсификация парафиновых отложений зависит от пониженных дебитов скважин и малой обводненности нефтедобывающих продуктов. Моделирование процесса парафинизации осуществляют решением уравнений теплового баланса, применительно к исследуемому участку скважины [5].

Задача определения глубины спуска скважинной насосной дозирочной установки

Отложение АСПО зависит от температурного распределения в добывающей скважине и соответственно от этого распределения будет зависеть оптимальная глубина спуска скважинной насосной дозирочной установки [6, 7].

Определение оптимальной глубины спуска скважинной насосной дозирочной установки сводится к определению температурного поля по глубине скважины с учетом скорости потока жидкости и нагревом жидкости за счет погружного электродвигателя (ПЭД) УЭЛН; определению температуры кристаллизации АСПО; графическому или аналитическому определению глубины спуска установки дозирования реагента с учетом найденной координатой глубины по скважине с наиболее близкой температурой к температуре кристаллизации парафина.

Исходные данные

Температура кристаллизации АСПО принимается равной 40°C [8, 9], температура жидкости на входе в ПЭД принимаем равной температуре пласта – 80°C. Глубина установки УЭЛН – 1500 м, расстояние от устья до кровли пласта 3500 м, расстояние от устья до нейтрального слоя 15 м. Дебит скважины 100-200 м³/сут. Внутренний диаметр НКТ – 62 мм. Внутренний диаметр цилиндра ПЭДа – 45 мм. Длина ПЭД – 1 м. Мощность ПЭДа 81-170 кВт. Коэффициент полезного действия ПЭДа 70%. Коэффициент теплопередачи в скважине – 21 Вт/(м²·К). Плотность жидкости 800 кг/м³.

Расчет распределения температуры по скважине

Цель расчета – определить распределение температуры по скважине от глубины установки УЭЛН до устья.

Для расчета воспользуемся уравнением теплопроводности с учетом скорости движения пластовой жидкости при условии стационарности процесса:

$$v_{ж} \frac{dT}{dh} = \frac{\lambda}{c\rho_{ж}} \left(\frac{d^2T}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dT}{dr} \right), \quad (1)$$

где λ – коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С); c – удельная теплоемкость жидкости, Дж/кг·°С; $\rho_{ж}$ – плотность жидкости, кг/м³; $v_{ж}$ – скорость жидкости, м/с; T – температура, °С; h – координата по глубине, м; r – радиус скважины, м.

Интегрируя выражение (1), получим аналитическую зависимость:

$$T(h) = T_0 - w_{\text{гео}} h + w_{\text{гео}} \frac{2c\rho_{\text{ж}} Q_{\text{ж}}}{\pi D_{\text{НКТ}} K} \left(1 - e^{-\frac{\pi D_{\text{НКТ}} K h}{2c\rho_{\text{ж}} Q_{\text{ж}}}} \right), \quad (2)$$

где T_0 – температура жидкости в нижнем конце НКТ, °С; $w_{\text{гео}} = \frac{T_{\text{ПЛ}} - T_{\text{НС}}}{H_{\text{КП}} - H_{\text{НС}}}$ – геотермический градиент, °С/м; $T_{\text{ПЛ}}$ – температура пласта, °С; $T_{\text{НС}}$ – температура нейтрального слоя, °С; $H_{\text{КП}}$ – расстояние от устья до кровли продуктивного пласта, м; $H_{\text{НС}}$ – расстояние от устья до нейтрального слоя, м; $Q_{\text{ж}}$ – расход жидкости, м³/с; $D_{\text{НКТ}}$ – внутренний диаметр НКТ, м; K – коэффициент теплопередачи в скважине, Вт/(м²·°С).

Для построения корректного температурного распределения необходимо учесть нагрев жидкости при обтекании ПЭДа, то есть определить слагаемое T_0 , входящее в состав уравнения (2):

$$T_0 = T_{\text{ж}} + \frac{N_{\text{ПЭД}}(1 - \eta_{\text{ПЭД}})}{Q_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} c_p}, \quad (3)$$

где $T_{\text{ж}}$ – температура жидкости на входе в ПЭД, °С; c_p – коэффициент изобарной теплоемкости нефти, Вт/(м²·°С); $N_{\text{ПЭД}}$ – мощность ПЭДа, кВт; $\eta_{\text{ПЭД}}$ – коэффициент полезного действия ПЭДа.

Тогда с учетом уравнения (3), конечное уравнение для распределения температуры от места установки УЭЛН до устья примет вид:

$$T(h) = T_{\text{ж}} + \frac{N_{\text{ПЭД}}(1 - \eta_{\text{ПЭД}})}{Q_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} c_p} - wh + w_{\text{гео}} \frac{2c\rho_{\text{ж}} Q_{\text{ж}}}{\pi D_{\text{НКТ}} K} \left(1 - e^{-\frac{\pi D_{\text{НКТ}} K h}{2c\rho_{\text{ж}} Q_{\text{ж}}}} \right), \quad (4)$$

Моделирование температурного распределения в скважине важно для определения оптимальной глубины спуска установки дозирования.

Графическое представление частного моделирования системы представлено на рисунке 1.

Полученное решение показывает, что с увеличением расхода жидкости (подачи УЭЛН) изменяется и распределение температуры. При более высоких значениях подач УЭЛН происходит менее интенсивное остывание флюида по стволу скважины. В данном случае глубину спуска установки дозирования реагента следует определять таким образом, чтобы обеспечить широкий диапазон работы УЭЛН с учетом минимизации рисков образования АСПО при изменении частоты вращения вала и, соответственно, подачи.

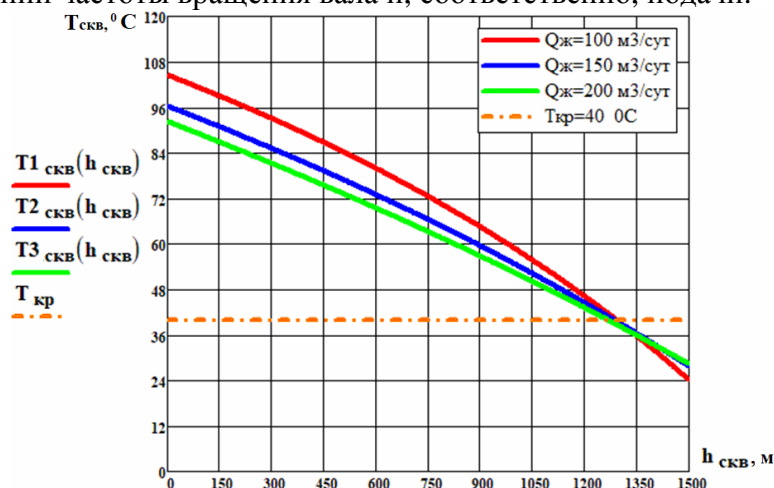


Рис. 1. Распределение температуры по глубине скважины при разных значениях дебита

Таким образом, исходя из температурного распределения для диапазона подач УЭЛН равного 100-200 м³/сут, расстояние между установкой дозирования реагента и УЭЛН должно составлять не более 1200 м или не менее 200 м относительно устья.

Уточнение

Температура жидкости, поступающей в скважину из пласта и далее идущей к приему центробежного насоса, как правило, выше пластовой температуры на величину ΔT_D за счет эффекта дросселирования, обусловленного внутренним трением в жидкости по пути ее движения в пласте. В уточненном виде выражение (3) запишется как

$$T_0 = T_{пл} + \Delta T_D + \frac{N_{ПЭД}(1 - \eta_{ПЭД})}{Q_{ж} \rho_{ж} c_p}. \quad (5)$$

Температурная поправка ΔT_D зависит в общем случае от перепада давления на пласт Δp и коэффициента Джоуля-Томсона пластовой жидкости ε : $\Delta T_D = \varepsilon \Delta p$. В линейном приближении коэффициент Джоуля-Томсона определяется по известной обводненности продукции B по формуле с учетом коэффициентов Джоуля-Томсона для воды (индекс v) и нефти (индекс n):

$$\varepsilon = \varepsilon_v B + \varepsilon_n (1 - B). \quad (6)$$

Влияние депрессии и обводненности откачиваемой продукции на величину дроссельного разогрева жидкости показано на рисунке 2. Коэффициенты дроссельного разогрева приняты $\varepsilon_v = 0,02$ К/атм. и $\varepsilon_n = 0,04$ К/атм. [11].

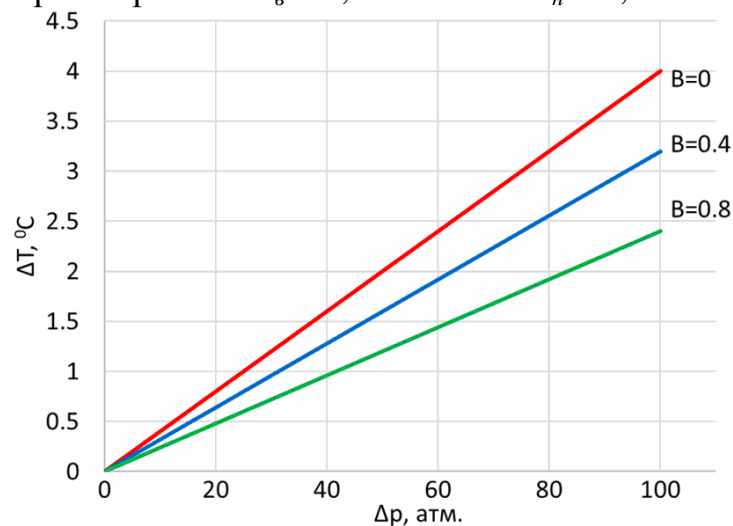


Рис. 2. Влияние депрессии на пласт Δp и обводненности продукции B (д. ед.) на величину дроссельного разогрева жидкости ΔT

Разогрев пластовой жидкости за счет эффекта дросселирования линейно возрастает с увеличением депрессии на пласт и достигает при депрессии $\Delta p = 100$ атм. 4°C для безводной продукции ($B = 0$). По мере увеличения обводненности тепловой эффект снижается, поскольку коэффициент Джоуля-Томсона воды меньше, чем для нефти.

Поскольку теплофизические свойства флюидов (воды и нефти) отличаются, степень разогрева жидкости при передаче тепла от ПЭД также будет варьироваться. Как и выше, воспользуемся линейным приближением для расчета теплоемкости скважинного флюида, обтекающего ПЭД.

$$Q_{ж} \rho_{ж} c_p = Q_{ж} (\rho_v c_v B + \rho_n c_n (1 - B)), \quad (7)$$

где теплофизические свойства воды обозначаются индексом v , теплофизические свойства нефти – индексом n . С учетом сделанных поправок и допущений выражение (3) примет вид

$$T_0 = T_{пл} + (\varepsilon_v B + \varepsilon_n (1 - B)) \Delta p + \frac{N_{ПЭД}(1 - \eta_{ПЭД})}{Q_{ж} (\rho_v c_v B + \rho_n c_n (1 - B))}. \quad (8)$$

Влияние дебита жидкости $Q_{ж}$ и обводненности откачиваемой продукции B на величину разогрева жидкости за счет теплообмена с ПЭД

$$\Delta T = \frac{N_{\text{ПЭД}}(1 - \eta_{\text{ПЭД}})}{Q_{\text{ж}}(\rho_v c_v B + \rho_n c_n (1 - B))}$$

показано на рисунке 3.

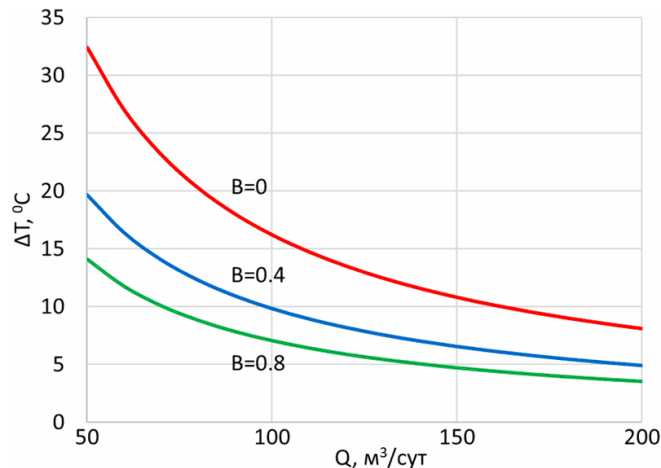


Рис. 3. Влияние дебита жидкости Q и обводненности продукции B (д. ед.) на величину разогрева жидкости ΔT , обусловленного теплообменом с ПЭД

В зависимости от дебита жидкости, обтекающей ПЭД, и обводненности продукции разогрев жидкости меняется в широких пределах, от 3,5 до 32,5 °С. С увеличением дебита жидкости тепловой эффект за счет теплообмена с ПЭД снижается, поскольку тепло более интенсивно уносится из интервала ПЭД, также жидкость меньшее количество времени контактирует с поверхностью ПЭД. Наклон кривой изменения температуры $\Delta T(Q)$ определяется обводненностью B ; при нулевой обводненности $B = 0$ с увеличением дебита жидкости от 50 до 200 м³/сут разогрев жидкости за счет теплообмена с ПЭД снижается с 32,5 до 8,1 °С, при обводненности $B = 0,8$ с увеличением дебита жидкости от 50 до 200 м³/сут разогрев жидкости за счет теплообмена с ПЭД снижается с 14,1 до 3,5 °С. Тот факт, что безводная жидкость греется более существенно, чем обводненная, связан с тем, что удельная теплоемкость нефти почти в 2 раза ниже, чем у воды, при сопоставимой плотности флюидов, отличающейся на 20%.

С увеличением дебита жидкости от 50 до 200 м³/сут число Нуссельта Nu возрастает с 4,36 (ламинарный режим) до 34,73 (переходный режим), при этом коэффициент теплопередачи K увеличивается от 5,2 до 7,7 Вт/(м²·К). Граница ламинарного и переходного режимов течения соответствует дебиту жидкости около 110 м³/сут.

Вывод

Моделирование температурного поля по стволу скважины в НКТ показало, что оптимальная глубина спуска установки дозирования составляет не менее 200 м при рассмотренных параметрах работы УЭЛН и скважины (дебит скважины 100-200 м³/сут, температура кристаллизации АСПО – 30-40 °С). Разогрев пластовой жидкости за счет эффекта дросселирования линейно возрастает с увеличением депрессии на пласт и достигает 4 °С для безводной продукции при депрессии до 100 атм. Разогрев жидкости, обусловленный ее теплообменом с ПЭД, меняется в широких пределах, от 3,5 до 32,5 °С в зависимости от дебита жидкости, обтекающей ПЭД, и обводненности продукции.

Список литературы

1. Шигабиев Д.Г., Думлер Е.Б., Вахитова Р.И. Причины снижения работоспособности центробежных насосных установок на нефтяных промыслах // Роль математики в становлении специалиста. Материалы Международной научно-практической конференции. – Уфа: Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2021. – С. 193-198.
2. Ракитин А.Р., Фофанов Б.В., Горбунов В.Ф. Предотвращение АСПО на место-рождениях ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ". Физикохимическая характеристика осложненного фонда скважин и исследование эффективности применяемых ингибиторов АСПО // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. – № 5-6. – С. 107-109.

3. Рогачев М.К., Александров А.Н. Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей // Записки Горного института. – 2021. – Т. 250. – С. 596-605.
4. Патент № 2752569 РФ. Скважинная дозирующая насосная установка для предотвращения отложений / К.Р. Уразаков, Т.Г. Макарова, Е.Б. Думлер, Р.И. Вахитова, А.О. Борисов. – Заявка № 2021104654 от 25.02.2021; опубл. 29.07.2021, Бюл. №22.
5. Хасанов И.И., Шакиров Р.А., Бикбулатов Р.В., Сафина О.Р. Моделирование и определение характеристик процесса парафинизации магистральных нефтепроводов. Часть 1. Оценка применимости локальных эмпирических формул // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. –2023. – № 2. – С. 16-23.
6. Wei J., Wei Z., Tai-fu L. A review of dynamic fluid level detection for oil well // Mechanics and Materials. 2014, vol. 456, pp. 582-586.
7. Sam G., Burgstaller C., Kaestenbauer M., Chevelcha E. Fully automated fluid level measurement tool // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Jakarta: SPE, 2011. – P. 20-22.
8. Коробов Г.Ю., Парфенов Д.В. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Neftegaz.RU. – 2022. – № 8. – С. 1-3.
9. Шикунов Р.А. Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) // StudNet. – 2020. – №12. – С. 1-12.
10. Макарова Т.Г., Уразаков К.Р., Шипилова О.А., Хасаншина Э.М. Математическое моделирование параметров системы «УЭЦН-струйный насос» // Транспортное, горное и строительное машиностроение: наука и производство. – 2022. – №15. – С. 79-84.

References

1. Shigabiev D.G., Dumler E.B., Vakhitova R.I. Reasons for the decrease in the efficiency of centrifugal pumping units in oil fields // The role of mathematics in the formation of a specialist. Materials of the International Scientific and Practical Conference. – Ufa: Ufa State Petroleum Technical University, 2021. – P. 193-198.
2. Rakitin AR, Fofanov BV, Gorbunov VF. Prevention of ASPO at the place of birth of OOO LUKOIL-PERM. Physical and Chemical Characterization of Complicated Well Stock and Study of the Effectiveness of ASAP Inhibitors Used // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2005, no. 5-6, pp. 107-109.
3. Rogachev M.K., Aleksandrov A.N. Substantiation of Integrated Technology for Prevention of Formation of Asphalt-Resin-Paraffin Deposits during Production of Highly Paraffin Oil by Submersible Electric Centrifugal Pumps from Multi-Bed Deposits // Journal of Mining Institute. 2021, vol. 250, pp. 596-605.
4. Patent No. 2752569 RU. Well dosing pump unit for sediment prevention / K.R. Urazakov, T.G. Makarova, E.B. Dumler, R.I. Vakhitova, A.O. Borisov. – Appl. No. 2021104654 from 25.02.2021; publ. 29.07.2021, Bul. №22.
5. Khasanov I.I., Shakirov RA, Bikbulatov R.V., Safina O.R. Modeling and characterization of the process of paraffinization of trunk oil pipelines. Part 1. Assessment of applicability of local empirical formulas // Transportation and storage of petroleum products and hydrocarbons. 2023, no. 2. pp. 16-23.
6. Wei J., Wei Z., Tai-fu L. A review of dynamic fluid level detection for oil well // Mechanics and Materials. 2014, vol. 456, pp. 582-586.
7. Sam G., Burgstaller C., Kaestenbauer M., Chevelcha E. Fully automated fluid level measurement tool // SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – Jakarta: SPE, 2011. – P. 20-22.
8. Korobov G.Yu., Parfenov D.V. Mechanisms of formation of asphalt-resin-paraffin deposits // Neftegaz.RU. 2022, no.8, pp. 1-3.
9. Shikunov R.A. Methods of control of asphalt-resin-paraffin deposits (ASPO) // StudNet. 2020, no. 12, pp. 1-12.
10. Makarova T.G., Urazakov K.R., Shipilova O.A., Khasanshina E.M. Mathematical modeling of the parameters of the UECP-jet pump system // Transport, mining and construction engineering: science and production. 2022, no. 15, pp. 79-84.

Сведения об авторах:

Information about authors:

Макарова Татьяна Георгиевна – старший преподаватель кафедры «Нефтегазовое оборудование и технология машиностроения»	Makarova Tatyana Georgiyevna – senior teacher of Department "Oil and gas equipment and technology of mechanical engineering"
Хасаншина Эльвира Маратовна – кандидат технических наук, доцент кафедры «Конструирование и машиностроительные технологии»	Khasanshina Elvira Maratovna – candidate of technical sciences, associate professor of Department "Design and Engineering Technologies"
Хакимова Альбина Алмасовна – кандидат педагогических наук, доцент кафедры «Технологические машины и оборудование»	Khakimova Albina Almasovna – candidate of pedagogical sciences, associate professor of the Department "Process machines and equipment"
dtana@bk.ru	

Получена 21.03.2024