

УДК 622.276

## МЕХАНИЗМЫ И ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ПРОЦЕСС ФОРМИРОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПОВЕРХНОСТИ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

**В. С. ГОРБАЧЕНКО**

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти  
РУП «Производственное объединение «Белоруснефт», г. Гомель*

**Аннотация.** Процесс добычи нефти на скважинах Припятского прогиба осложнен асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), которые в процессе работы скважины сужают проходной канал насосно-компрессорных труб (НКТ). Для снижения рисков полного перекрытия НКТ применяются различные способы борьбы с АСПО, однако для выявления наличия осложнения в процессе добычи нефти, представленного АСПО, а также выбора эффективных способов борьбы необходимо понимание механизмов и факторов, определяющих процесс формирования АСПО на рабочей поверхности нефтепромыслового оборудования.

Изучение научных работ в области исследования процессов формирования АСПО на рабочей поверхности скважинного оборудования позволило выделить три механизма образования АСПО, а также шесть факторов, которые определяют условия для агрегации и адгезии АСПО в процессе добычи нефти. Анализ условий эксплуатации скважин Припятского прогиба показал, что в процессе добычи нефти отмечается влияние всех выделенных факторов.

**Ключевые слова:** асфальтосмолопарафиновые отложения, механизм формирования АСПО, факторы, определяющие процесс образования АСПО.

**Для цитирования.** Горбаченко, В. С. Механизмы и факторы, определяющие процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности скважинного оборудования / В. С. Горбаченко // Нефтегазовый инжиниринг. – 2024. – № 1 (1). – С. 41–48.

## MECHANISMS AND FACTORS DETERMINING THE PROCESS OF FORMATION OF ASPHALT-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS ON THE SURFACE OF WELL EQUIPMENT

**V. S. GORBACHENKO**

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute  
of Oil RUE “Production Association «Belorusneft”, Gomel*

**Annotation.** The process of oil production in the wells of the Pripyat trough is complicated by asphalt, resin, paraffin deposits (ARPD), which during the operation of the well narrow the passage channel of the tubing. To reduce the risk of complete blocking of the tubing, various methods of combating ARPD are used, however, in order to identify the presence of complications in the oil production process represented by ARPD, as well as to select effective methods of control, it is necessary to understand the mechanisms and factors that determine the process of formation of ARPD on the working surface of oilfield equipment.

An analysis of scientific works in the field of studying the processes of formation of paraffin deposits on the working surface of well equipment made it possible to identify three mechanisms for the formation of parsed deposits, as well as six factors that determine the conditions for aggregation and adhesion of parsed deposits during the oil production process. An analysis of the operating conditions of wells in the Pripyat trough showed that the influence of all identified factors is observed in the process of oil production.

**Keywords:** asphalt, resin and paraffin deposits, mechanism of formation of ARPD, factors determining the process of formation of ARPD.

**For citation.** Gorbachenko V. S. Mechanisms and factors determining the process of formation of asphalt-resin-paraffin deposits on the surface of well equipment. *Oil and gas engineering*, 2024, no. 1 (1), pp. 41–48 (in Russian).

**Введение.** Как показывает практика, более чем на 95 % добывающего фонда скважин Припятского прогиба в процессе добычи нефти на рабочей поверхности нефтепромыслового оборудования наблюдается образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), что приводит к снижению производительности скважин, уменьшению поперечного сечения нефтепроводов, а в некоторых случаях – к полному прекращению возможности перекачивания скважинной продукции и соответственно – к уменьшению межремонтного периода оборудования [1].

Для предупреждения и удаления АСПО с рабочей поверхности скважинного оборудования в процессе добычи нефти применяются различные способы (термические, химические, механические и т. п.), но несмотря на большое разнообразие методов, рассматриваемая проблема остается актуальной для многих нефтедобывающих предприятий. Выбор эффективных, с технико-экономической точки зрения, методов зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарических условий, режима течения, состава и свойств добываемой из скважины продукции.

В свою очередь, понимание процесса образования АСПО на поверхности скважинного оборудования позволяет:

- 1) определять наличие и степень осложненности скважин АСПО;
- 2) прогнозировать глубины образования АСПО;
- 3) планировать и применять наиболее эффективные способы борьбы.

Поэтому выявление механизмов и факторов, определяющих процесс формирования АСПО на рабочей поверхности нефтепромыслового оборудования, является актуальным.

**Цель работы.** Определение механизмов и факторов, влияющих на процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования скважин Припятского прогиба.

**Механизмы и факторы, определяющие процесс формирования асфальтосмолопарафиновых отложений.** Анализ литературных источников [2–5] показал, что процесс формирования АСПО на рабочей поверхности оборудования может происходить посредством трех механизмов, сущность которых заключается в следующем:

- 1) кристаллизация углеводородов осуществляется непосредственно на поверхности скважинного оборудования и последующий рост отложений выполняется за счет пополнения их твердой фазой из нефтяной дисперсной системы (НДС);
- 2) кристаллы углеводородов образуются в объеме НДС с последующей адгезией на внутренней поверхности оборудования;
- 3) сочетание особенностей протекания первых двух механизмов формирования отложений.

Кристаллизация твердых углеводородов выполняет ключевую роль в процессе накопления отложений на оборудовании для добычи нефти. Состав твердых углеводородов нефти включает парафиновые углеводороды (ПУ) разной молекулярной массы, нафтеновые углеводороды с длинными алкильными заместителями нормального и изо-строения, а также алкилпроизводные ароматических и нафтеноароматических углеводородов [6]. Когда температура нефти превышает точку плавления этих углеводородов, они остаются растворенными в жидкой фазе. Однако при снижении температуры они начинают кристаллизоваться, выделяясь из нефти и формируя структуры, способные к созданию объемных отложений.

В процессе кристаллизации, когда температура и давление изменяются, растворимость нефти уменьшается, что приводит к осаждению твердых углеводородов и формированию дисперсной системы. Этот процесс начинается с формирования мелких частиц (кристаллических центров) из пересыщенного раствора. Именно на этих центрах происходит последующий рост твердых углеводородных частиц [5–7].

С уменьшением температуры первыми кристаллизуются самые тугоплавкие углеводороды. На их кристаллической решетке постепенно оседают углеводороды с более низкой температурой плавления и меньшим количеством атомов углерода. Температура, при которой начинается кристаллизация, варьируется в зависимости от молекулярной структуры углеводородов, даже если они принадлежат к одному и тому же гомологическому ряду и имеют одинаковую молекулярную массу.

Формирование асфальтеновых отложений на оборудовании скважин в основном обусловлено кристаллизацией парафинов, вызванной изменением температуры и давления при подъеме нефти по стволу скважины на дневную поверхность.

Скорость кристаллизации парафинов определяется скоростью зарождения кристаллов и их роста. Скорость роста уже сформированных кристаллов во многом зависит от вязкости нефти, длины пути, который должны преодолеть молекулы к местам кристаллизации, и размера молекул твердых парафинов.

Также скорость кристаллизации зависит от температуры окружающей среды: чем она ниже, тем выше скорость зарождения кристаллов, но меньше молекулярная подвижность и соответственно – скорость их роста.

В зависимости от температуры кристаллизации нефтяной парафин может находиться в одной из двух аллотропных форм: гексагональной (выше температуры полиморфного перехода) и орторомбической (ниже этой температуры). Первая форма характеризуется рыхлой волокнистой структурой кристаллов и существует при более высоких температурах, вплоть до температуры плавления парафина. Вторая форма, орторомбическая, стабильна при более низких температурах и имеет пластинчатую структуру кристаллов. Моноклинные и триклинные формы при кристаллизации нефтяного парафина не образуются, так как они типичны только для отдельных n-алканов.

Скорость процесса кристаллизации зависит от температуры окружающей среды. При более низкой температуре вероятность образования и скорость роста кристаллов твердых углеводородов увеличивается [3, 6].

Процесс кристаллизации ПУ подвергается существенным изменениям при наличии смолоасфальтеновых компонентов (САК). Эффект САК проявляется не только в диспергировании, но и в радикальном изменении формы и структуры формирующихся кристаллов.

Следовательно, механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений можно рассматривать как систему одновременно протекающих процессов, ведущих к накоплению твердой фазы на поверхности оборудования при добыче нефти. По мере перемещения нефтяной системы от забоя к устью скважины температура и давление нефтяного потока снижаются, что является ключевым фактором формирования отложений органических соединений на рабочих поверхностях подземного скважинного оборудования.

Анализ работ [1–10] позволил выделить следующие шесть ключевых факторов, влияющих на скорость формирования асфальтосмолопарафиновых отложений на рабочей поверхности скважинного оборудования:

1. *Дестабилизация гидродинамического равновесия в нефтяной системе* [2, 3]. В процессе перемещения нефти от забоя к устью скважины наблюдается снижение давления вдоль всего столба жидкости. Этот процесс вызывает выделение газа

из нефти, что, в свою очередь, приводит к нестабильности жидкой фазы и началу выделения кристаллов ПУ. Если равновесие системы нарушено в пласте, то возможно образование АСПО как в пласте, так и в стволе скважины. При этом изменение давления в столбе жидкости в скважине зависит и определяется глубиной. Таким образом, интенсивность формирования АСПО определяется изменением давления по стволу скважины и давлением насыщения нефти газом.

Анализ условий эксплуатации скважин месторождений Припятского прогиба показал, что давления насыщения нефти газом изменяется в интервале от 1,5 до 31,5 МПа, а пластовое давление – от 1,8 до 60,7 МПа. Следовательно, нарушение гидродинамической системы в процессе добычи углеводородов присуще для большинства скважин Припятского прогиба.

*2. Температурный фактор.* Так как температура окружающего скважину пространства от продуктивного пласта до термического нейтрального слоя земной коры уменьшается (расстояние от нейтрального слоя до дневной поверхности может варьировать от 2 до 100 м) [8], и поскольку добываемый флюид изначально имеет температуру, равную температуре разрабатываемого продуктивного пласта, то при движении продукции по насосно-компрессорным трубам (НКТ) на дневную поверхность выполняется условие тепломассопереноса (флюид отдает в окружающее его пространство тепловую энергию). При снижении температуры нефтяного потока до температуры кристаллизации парафина происходит выделение кристаллов ПУ.

Во многих работах [2–10] изучено влияние температуры на процесс формирования АСПО. Было обнаружено, что с увеличением разницы в температуре между нефтяным потоком и окружающей средой количество образующихся асфальтосмолопарафиновых веществ растет пропорционально. Наибольшая скорость формирования осадка наблюдается в начале процесса, после чего интенсивность роста АСПО снижается из-за увеличения толщины слоя АСПО, что ведет к снижению скорости теплоотдачи от нефти к окружающей среде. Так, АСПО действуют как теплоизоляционный материал.

Исследования процесса тепломассопереноса позволяют выделить следующие факторы, влияющие на изменение температуры добываемой пластовой продукции: теплофизические свойства составляющих флюид компонентов, время работы скважины после проведения очистки рабочей поверхности скважинного оборудования, скорость движения пластовой продукции, удаленность НКТ от внутренней поверхности эксплуатационной колонны, интенсивность изменения температуры по толщине горных пород.

Лабораторные исследования АСПО из скважин залежи sm-sr Речицкого нефтяного месторождения (н. м.) позволили определить температуры плавления АСПО на глубине 1900 м, которая составляет 90 °С. При этом из рис. 1 видно, что температура по стволу скважины на глубине 1900 м составляет 45 °С. Следовательно, изменение температуры добываемой жидкости при эксплуатации скважин залежи sm-sr Речицкого н. м. также является определяющим фактором на процесс образования АСПО на рабочей поверхности скважинного оборудования.

*3. Интенсивность формирования асфальтосмолопарафиновых отложений.* Она во многом зависит от скорости движения нефтяного потока [3, 6]. При ускорении (турбулизации) нефтяного потока интенсивность формирования АСПО сначала увеличивается из-за повышения массопереноса, достигает пика, а затем уменьшается, поскольку при высоких скоростях потока кристаллы ПУ остаются во взвешенном состоянии в системе. Кроме того, при турбулентном движении нефти часть АСПО срывается со стенок труб потоком, так как касательная сила превышает силу сцепления между кристаллами ПУ и поверхностью трубы. Пик интенсивности формирова-

ния АСПО наблюдается при критических значениях числа Рейнольдса (переход из области ламинарного течения в область турбулентного течения).

К факторам, определяющим скорость и режим движения добываемого флюида по НКТ, относятся: дебит скважины, площадь поперечного сечения труб, вязкость среды, соотношение фаз в добываемом флюиде.

Анализ добывающего фонда скважин Припятского прогиба, работающих в постоянном режиме, позволил установить, что скорость восходящего потока жидкости в насосно-компрессорной трубе с внутренним диаметром 62 мм варьирует от 19,18 до 1342,5 мм/с, причем исходя из многолетнего опыта, можно отметить, что на скважинах со скоростью восходящего потока от 460 мм/с степень осложнения АСПО уменьшается.

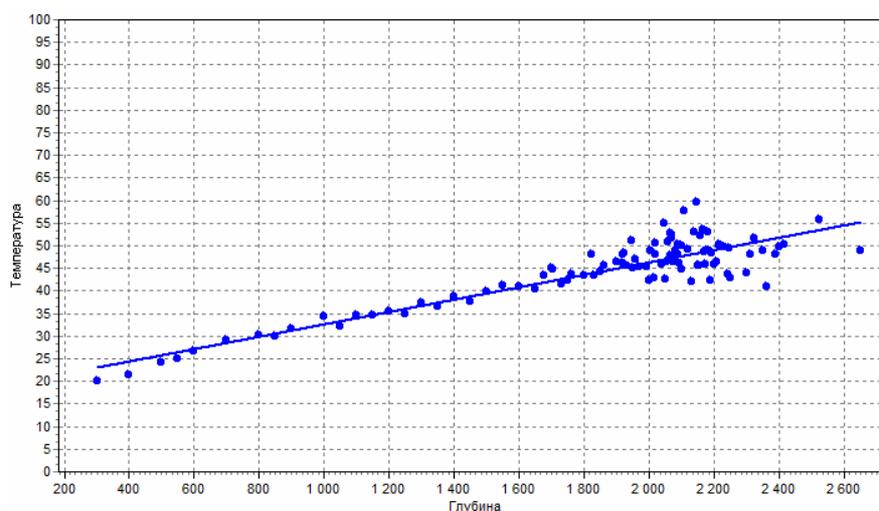


Рис. 1. Распределение температуры, °С, по глубине, м, скважин Речицкого нефтяного месторождения

Fig. 1. Temperature, °C, distribution along the depth, meters, of wells in Rechitsa oil field

4. *Шероховатость рабочей поверхности подземного скважинного оборудования* [7]. Шероховатость рабочей поверхности труб могут служить источниками вихревого образования и замедлителями потока нефти у стенки трубы, что приводит к появлению новых центров кристаллизации ПУ, усилению адгезии кристаллов ПУ к внутренней поверхности стенок и блокировке движения образовавшихся кристаллов между выступами и впадинами поверхности. Если неровности на поверхности труб сопоставимы с размерами кристаллов ПУ или меньше, процесс формирования осадка усложняется. Интенсивность формирования осадка зависит от свойств материалов, из которых изготовлено оборудование для добычи нефти: чем выше полярность материала, тем ниже интенсивность формирования АСПО из-за низкой адгезии кристаллов ПУ. Качество обработки внутренней поверхности труб влияет на процесс формирования АСПО только на начальной стадии, так как неровности поверхности усиливают перемешивание. Со временем интенсивность формирования осадка становится независимой от качества обработки поверхности, поскольку первичный слой отложений уже сформирован.

Данные выводы и наблюдения подтверждаются результатами эксплуатации НКТ со специальным полимерным покрытием majorpack MPLAG17 на скважинах Припятского прогиба. Наличие покрытия на внутренней поверхности НКТ уменьшило шероховатость с 25 до 4 мкм, что позволило отказаться от проведения мероприятий

по борьбе с АСПО. Таким образом, наличие шероховатости на рабочей поверхности оборудования является одной из основных причин адгезии компонентов АСПО на поверхности подземного скважинного оборудования.

5. *Состав нефти.* Определяет ее способность растворять ПУ [3, 10]. Легкая нефть обладает большей растворяющей способностью по сравнению с тяжелой. Содержание смол и асфальтенов в нефти влияет на процесс формирования АСПО. Смолоасфальтеновые компоненты могут блокировать процесс формирования АСПО, адсорбируясь на поверхности кристаллов ПУ, что приводит к снижению поверхностного натяжения, десольватации кристаллов и изменению характера кристаллизации. В результате ослабевают силы коагуляционного сцепления между образовавшимися кристаллами, и кристаллы ПУ остаются в подвижном состоянии в объеме нефти. Нефтяные системы с высоким содержанием нафтеновых и ароматических углеводородов склонны к формированию менее прочных осадков, чем нефти, состоящие в основном из соединений метанового ряда с нормальной структурой. Частицы песка, глины и другие механические примеси, присутствующие в нефти, способствуют агломерации кристаллов ПУ и САК, которые затем оседают на поверхности скважинного оборудования.

Анализ состава нефти в части массового содержания асфальтенов, смол и парафина показал, что массовое содержание асфальтенов по месторождениям Припятского прогиба варьирует от 0,01 до 7,33 %, смол – от 0,01 до 10,41 %, парафина – от 0,3 до 9,65 %. Следовательно, массовое содержание основных компонентов АСПО в нефти из скважин Припятского прогиба изменяется в широком диапазоне, а в некоторых случаях достигает высокого значения.

6. *Обводненность нефти и объемное соотношение фаз* [10]. До сих пор не существует единого мнения о механизме образования АСПО в случае высокой обводненности нефти. Встречаются достаточно противоречивые данные, свидетельствующие как об увеличении, так и о снижении интенсивности формирования АСПО с увеличением обводненности нефти.

Поскольку обводненность добываемой продукции из скважин Припятского прогиба варьирует от 0 до 99 %, то в процессе формирования отложений АСПО рассматриваемый фактор выполняет существенную роль.

Таким образом, изменение давления в потоке добываемой продукции ниже давления насыщения приводит к выделению газовой фазы. Выделение газа ведет к снижению растворяющей способности нефти, а соответственно – к увеличению темпа образования кристаллов ПУ и к изменению теплофизических свойств добываемого флюида. Выделившийся газ, в свою очередь, из-за меньшей плотности имеет большую скорость перемещения относительно жидкости, что также оказывает некоторое влияние на процесс теплопереноса в столбе жидкости.

Изменение температуры добываемой продукции выполняет ключевую роль в процессе формирования АСПО. Это связано с тем, что данный фактор вызывает изменение молекулярной подвижности составляющих АСПО компонентов. Результатом этого является интенсивный рост межмолекулярных связей, что приводит к укрупнению составляющих АСПО частиц.

Следовательно, уменьшение давления и температуры способствует образованию и укрупнению асфальтосмолопарафиновых компонентов. Однако, если в скважинных условиях будет отсутствовать или сведена к минимуму адгезия компонентов АСПО к рабочей поверхности подземного оборудования, а также будет обеспечена необходимая подвижность нефтяного потока жидкости, то уменьшится риск образования АСПО на подземном нефтепромысловом оборудовании.

Со своей стороны, компонентный состав ПУ и САК, а также обводненность формируют процесс коагуляции компонентов АСПО.

**Заключение.** На основании вышеизложенного можно сделать вывод о том, что процесс формирования отложений на поверхности скважинного оборудования и в потоке добываемой продукции является весьма сложным, зависящим от большого количества одновременно протекающих процессов, дополняющих друг друга и постоянно изменяющихся.

Следовательно, для того чтобы применять наиболее эффективные технологии для профилактики и удаления отложений с поверхности нефтепромыслового оборудования, необходимо производить комплексную оценку всех выделенных факторов, и определять, какие из рассмотренных факторов в условиях конкретной скважины оказывают доминирующее влияние на возникновение осложнений.

### Литература

1. Горбаченко, В. С. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений / В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко // Вестн. Гомел. гос. техн. ун-та им. П. О. Сухого. – 2016. – № 3. – С. 17–23.
2. Пресиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Пресиянцев. – М. : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.
3. Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 1. – С. 268–284.
4. Иванова, Л. В. Исследование состава асфальтосмолопарафиновых отложений различной природы и пути их использования / Л. В. Иванова, В. Н. Кошелев, О. А. Стоколос // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 2. – Режим доступа: [http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV\\_2.pdf](http://ogbus.ru/files/ogbus/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_2.pdf). – Дата доступа: 26.02.2024.
5. Сергиенко, С. Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти / С. Р. Сергиенко, Б. А. Таимова, Е. И. Таталаев. – М. : Наука, 1959. – 412 с.
6. Литвинец, И. В. Влияние ингибирующих присадок на процесс образования асфальтосмолопарафиновых отложений нефтяных дисперсных систем : дис. ... канд. хим. наук : 02.00.13 / И. В. Литвинец ; Федер. гос. бюджет. учреждение науки Ин-та химии нефти Сибир. отд. Рос. акад. наук. – Томск, 2012. – 181 с.
7. Сюняев, З. И. Нефтяные дисперсные системы / З. И. Сюняев, Р. З. Сюняев, Р. З. Сафиева. – М. : Химия, 1990. – 226 с.
8. Мухаметова, Э. М. Изучение воздействия комплексных реагентов, содержащих ПАВ, на асфальтосмолистые и парафинистые отложения / Э. М. Мухаметова, Г. А. Муссавирова // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2007. – № 8. – С. 14–17.
9. Сонин, Г. В. Теплофизические свойства почвогрунтов и температура нейтрального слоя территории СНГ / Г. В. Сонин // Георесурсы. – 2001. – № 1 (5). – С. 16–19.
10. Иванова, Л. В. Влияние химического состава и обводненности нефти / Л. В. Иванова, А. А. Васечкин, В. Н. Кошелев // Нефтехимия. – 2011. – № 6. – С. 403–409.

### Referens

1. Gorbachenko V. S., Demyanenko N. A. Consideration of the formation process and study of the properties of asphalt, resin and paraffin deposits. *Vestnik Gomel'skogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta imeni P. O. Sukhogo*, 2016, no. 3, pp. 17–23 (in Russian).

2. Presiantsev M. N. *Oil production in difficult conditions*. Moscow, Nedra-Biznestsentr Publ., 2000. 653 p. (in Russian).
3. Ivanova L. B., Burov E. A., Koshelev V. N. Asphalt, resin and paraffin deposits in the processes of production, transport and storage. *Neftegazovoe delo = Oil and gas business*, 2011, no. 1, pp. 268–284 (in Russian).
4. Ivanova L. V., Koshelev V. N., Stokolos O. A. Study of the composition of asphalt, resin and paraffin deposits of various natures and ways of their use. *Neftegazovoe delo = Oil and gas business*, 2011, no. 2, pp. 250–256 (in Russian).
5. Sergienko S. R., Taimova B. A., Tatalaev E. I. *High-molecular non-hydrocarbon compounds of oil*. Moscow, Nauka Publ., 1959. 412 p. (in Russian).
6. Litvinets I. V. *Influence of inhibitory additives on the process of formation of asphalt, resin and paraffin deposits in petroleum dispersed systems*. Tomsk, 2012. 181 p. (in Russian).
7. Syunyaev Z. I., Syunya R. Z., Safieva R. Z. *Oil disperse systems*. Moscow, Himiya Publ., 1990. 226 p. (in Russian).
8. Mukhametova E. M., Mussavirova G. A. Study of the impact of complex reagents containing surfactants on asphalt-resinous and paraffin deposits. *Zashchita okruzhayushchej sredy v neftegazovom komplekse = Environmental protection in the oil and gas complex*, 2007, no. 8, pp. 14–17 (in Russian).
9. Sonin G. V. Thermophysical properties of soils and temperature of the neutral layer of the territory of the Union of Independent States. *Georesursy = Geo resources*, 2001, no. 1 (5), pp. 16–19 (in Russian).
10. Ivanova, L. V. Vasechkin A. A. , Koshelev V. N.. Influence of chemical composition and water cut of oil. *Neftekhimiya = Petrochemistry*, 2011, no. 6, pp. 403–409 (in Russian).

#### Информация об авторах

Горбаченко Владимир Сергеевич – аспирант, инженер-технолог отдела техники и технологии добычи нефти и исследования скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» (ул. Книжная, 15Б, 246003, Гомель, Республика Беларусь). E-mail: V.Gorbachenko@beloil.by

#### Information about the authors

Gorbachenko Vladislav Sergeevich – process engineer of the department of equipment and technology of oil production and well testing, Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: V.Gorbachenko@beloil.by

Поступила в редакцию 09.02.2024