

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.272-282>

EDN IXLOHJ

УДК 665.61.035.6

Применение реологических зависимостей в исследовании процессов фазовых переходов нефти

Хусаинов В.М., Сотников О.С., Кабирова А.Х., Пименов А.А.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В. Д. Шашина, Альметьевск, Россия

Application of rheological relationships in studying oil phase transition processes

V.M. Khusainov, O.S. Sotnikov, A.Kh. Kabirova, A.A. Pimenov

TatNIPIneft Institute - PJSC TATNEFT, Almet'yevsk, Russia

E-mail: ahkabirova@tatnipi.ru

Аннотация. В статье рассматривается применение реологических зависимостей высоковязкой нефти при различных температурах для определения температуры структурного фазового перехода. Фазовые переходы в нефти обусловлены проявлением аномально вязких свойств, характерных для нефти месторождений Республики Татарстан. Вязкость нефти во многом зависит от состава и термобарических условий ее залегания. При понижении температуры нефти может происходить кристаллизация парафинов, коагуляция асфальтенов. При этом поведение нефти характеризуется как неньютоновской жидкости. Реологические зависимости, такие как кривые течения, указывают на точку, где начинается фазовый переход, поскольку в этой точке происходит заметное изменение реологических свойств. Для анализа реологических данных и определения температуры фазового перехода использовалась модель Бингама, которая учитывает вязко-пластичные свойства нефти. В качестве объекта исследования выбрана залежь бобриковского горизонта месторождения Республики Татарстан.

Ключевые слова: *реология, вязкость нефти, асфальтены, смолы, парафины, структурный фазовый переход, разработка, температура, кривые течения*

Для цитирования: Хусаинов В.М., Сотников О.С., Кабирова А.Х., Пименов А.А. Применение реологических зависимостей в исследовании процессов фазовых переходов нефти // Нефтяная провинция.-2024.-№2(38).-С. 272-282. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.272-282>. - EDN IXLOHJ

Abstract. The paper discusses application of heavy oil rheological relationships at various temperatures to define the temperature of structural phase transition. Oil phase transitions are attributed to abnormal viscous properties of oil from Tatarstan fields. Oil viscosity mainly depends on its composition and pressure-and-temperature conditions. Decrease in oil temperature can cause paraffin crystallization and asphaltene coagulation. Oil behavior is characterized as one of a non-Newtonian fluid. Rheological relationships, such as flow curves, indicate the point where phase transition starts, as significant change in rheological properties is observed in this point. Bingham model considering viscoplastic properties of oil was used to analyze rheology data and to determine phase transition temperature. A reservoir in the Bobrikovian horizon (Republic of Tatarstan) was selected as a target for research.

Key words: *rheology, oil viscosity, asphaltenes, resins, paraffins, phase transition, development, temperature, flow curves*

For citation: V.M. Khusainov, O.S. Sotnikov, A.Kh. Kabirova, A.A. Pimenov *Primeneniye reologicheskikh zavisimostey v issledovanii protsessov fazovykh perekhodov nefti* [Application of rheological relationships in studying oil phase transition processes]. *Neftyanaya Provintsiya*, No. 2(38), 2024. pp. 272-282. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2024.2.272-282>. EDN IXLOHJ (in Russian)

Установившиеся термобарические условия залежей нефти определяют фазовое состояние нефтяной системы. Физико-химические свойства нефти являются функцией ее химического состава и структуры отдельных компонентов. Изменение термобарических условий залежей нефти влечет за собой изменение ее физико-химических свойств [1].

Фазовым переходом называют переход вещества из одной термодинамической фазы в другую при изменении внешних условий, под которыми могут рассматриваться изменения температуры, давления или концентрации одной или нескольких компонент рассматриваемой системы. Фазовый переход происходит, когда система пересекает границу, разделяющую области двух фаз на фазовой диаграмме, и, поскольку разные термодинамические фазы могут описываться различными уравнениями состояния, всегда можно найти физическую величину, которая будет скачкообразно меняться при фазовом переходе [2].

Современными исследованиями в области нефтехимии и геохимии установлена взаимосвязь «структура дисперсной фазы – физико-химические и технологические свойства нефтяных систем» [3, 4].

Для нефти месторождений Республики Татарстан характерны фазовые переходы, обусловленные изменением структурно-механических свойств в результате изменения фазового состояния высокомолекулярных компонентов нефти. Фазовые переходы в технологических процессах добычи нефти связаны в основном с изменением агрегатного состояния нефтяных парафинов при изменении температурных условий [5]. При исследовании нефти понятие «твердые парафины» применяют для наименования твердой фазы, выделяющейся из нефти при снижении температуры [1]. Основным фактором, оказывающим влияние на фазовое состояние компонентов нефти, является температура.

Реологические свойства нефти – это характеристики, описывающие её поведение при течении и деформации. Эти свойства включают вязкость, пластичность и эластичность, и они могут сильно варьироваться в зависимости от состава нефти, температуры, давления. Одним из ключевых реологических параметров является вязкость нефти. Реологические свойства нефти следует рассматривать как свойства коллоидно-дисперсных систем, склонных при определенных условиях к образованию объемных структур с выраженной тиксотропией. Реологические параметры нефти экспериментально оцениваются по характеру зависимости напряжений сдвига от градиента сдвига.

Применение реологических зависимостей нефти важно во многих аспектах нефтедобычи и переработки:

- проектировании трубопроводов;
- разработки нефтяных месторождений;
- управлении скважинами;
- оптимизации процессов переработки [6, 7].

Для описания реологических свойств нефти используются различные модели, которые могут предсказать поведение нефти в различных ситуациях, такие как модель Ньютона, модель Бингама или модель Гершеля – Балкли. Выбор модели зависит от характеристик конкретной нефти и термобарических условий. Результаты использования модели используются при оптимизации процессов, связанных с добычей и переработкой нефти. Исследованиями [8] подтверждено, что при снижении температуры нефти происходит переход от ньютоновских свойств к неньютоновским.

В работе [9] определено влияние реологических факторов, осложняющих процесс фильтрации в пласте. При составлении проектных документов считается, что нефть в пластовых условиях характеризуется как ньютоновская жидкость, и ее фильтрация подчиняется линейному закону Дарси. Высокомолекулярные компоненты нефти способны образовывать внутреннюю структуру, что проявляется аномальными свойствами нефти в процессе разработки при изменении состава, термобарических условий и приводит к образованию зон с малоподвижными, практически не вырабатываемыми запасами.

Исследование процессов фазовых переходов нефти в данной работе сопровождалось применением реологических зависимостей, полученных в интервале температур от 1 до 40°C. Использовалась модель Бингама, измерения эффективной вязкости для каждого значения температуры проводились при градиентах среза в диапазоне от 1 до 60 с⁻¹ с 10-ступенчатой разбивкой градиентов. Определение температуры структурного фазового перехода (ТСФП) 144 проб нефти различных залежей месторождений Республики Татарстан проведено в период с 2012 по 2018 г. Для 97 проб нефти из 144 характерна близость температур структурного фазового перехода и пласта. Средняя пластовая температура для этих залежей составила 23°C, а температура структурного фазового перехода – 21°C [10].

В 2023 г. исследования ТСФП продолжены на участке бобриковской залежи одного из месторождений Республики Татарстан. На этом участке из 8 выбранных скважин отобрано 37 поверхностных и глубинных проб нефти для определения ТСФП. Применен тот же алгоритм [10] при определении ТСФП с дополнительным нахождением гистерезиса ТСФП (Табл. 1).

Таблица 1

Результаты определения ТСФП для нефти бобриковской залежи

Параметры	Скважины							
	А	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с	489,5	609,2	728,9	2164,5	237,6	855,5	2484,9	440,9
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	944,9	954,9	949,5	953,7	932,0	947,7	970,0	939,9
ТСФП дегазированной нефти при охлаждении, °С	22	22	22	22	22	22	23	23
ТСФП дегазированной нефти при нагревании, °С	26	27	26	26	25	26	26	25
Содержание АСП, % масс.	29,2	32,7	39,1	38,7	30,5	38,1	35,6	28,5
- асфальтенов	7,3	10,4	14,4	18,4	8,9	17,7	15,2	8,9
- силикагелевых смол	18,7	19,5	22,4	19,4	20,3	18,2	18,5	18,4
- парафинов	3,1	2,7	2,4	0,9	1,3	2,3	1,9	1,1

В работе [11] рассмотрено влияние воздействия растущей скорости сдвига (от 1 до 60 со ступенчатой разбивкой) на вязкость: в случае охлаждения пробы влияние меньше, чем при ее нагреве (Рис. 1–2).

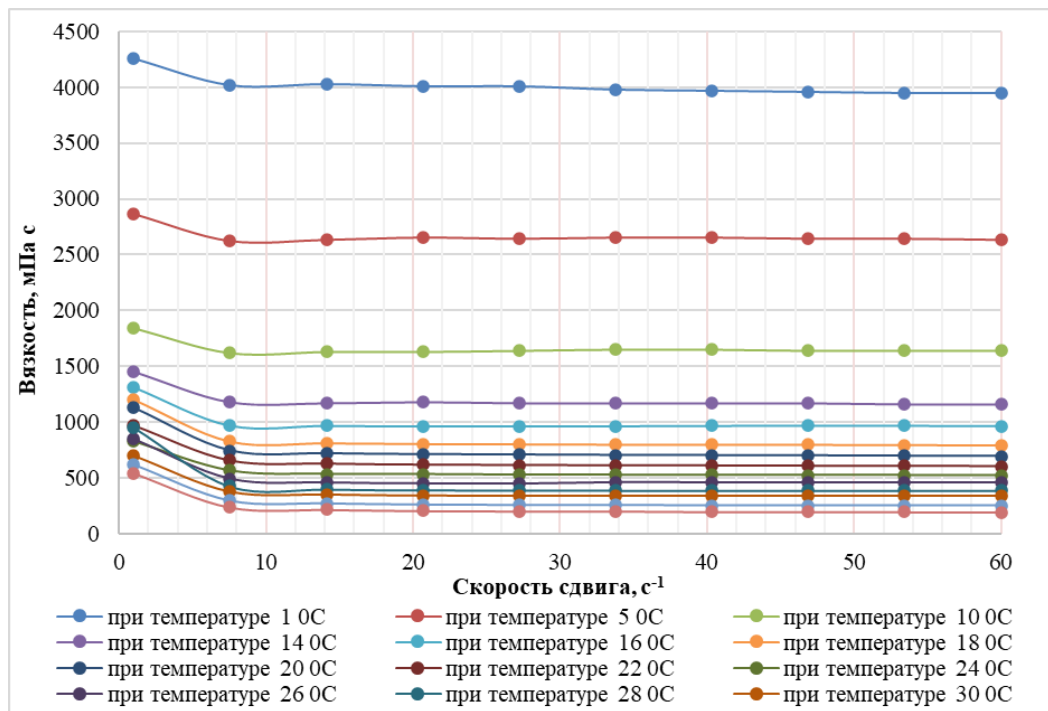


Рис. 1. Разброс значений вязкости нефти при изменении скорости сдвига от 1 до 60 с⁻¹ при охлаждении пробы

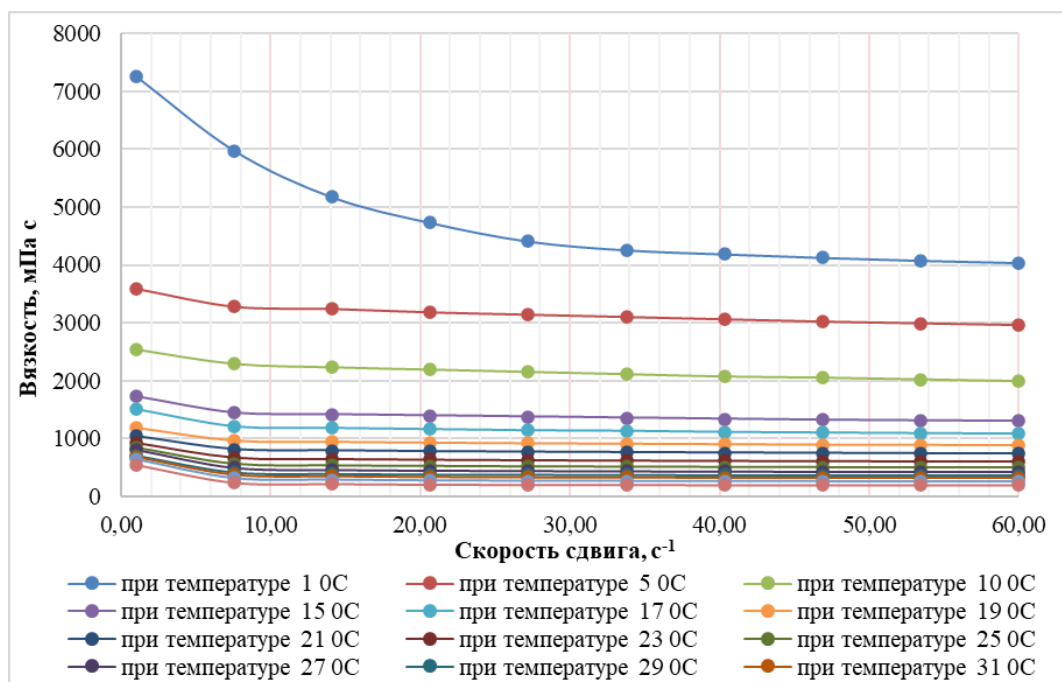


Рис. 2. Разброс значений вязкости нефти при изменении скорости сдвига от 1 до 60 с⁻¹ при нагревании пробы

Уменьшение вязкости нефти при повышении температуры происходит более интенсивно для нефти с неразрушенной (образовавшейся) структурой, чем с разрушенной [12].

Согласно полученным результатам, интервал ТСФП при охлаждении для дегазированной нефти исследуемой залежи составил 22–23°C, обратный структурный фазовый переход происходит в интервале температур 25–27°C. Значение гистерезиса температур составляет 3–4°C.

Содержание высокомолекулярных компонентов различается в разрезе скважин. Основными структурообразующими компонентами нефти являются парафины и асфальтены. Асфальтены определяются как компоненты, не растворимые в н-алканах, но растворимые в ароматических углеводородах (толуоле), в то время как смолы растворимы в обоих реагентах. Смолы имеют тенденцию ассоциироваться с асфальтенами и образовывать на их поверхности защитный слой, предохраняющий их от самоассоциирования [13], наблюдается взаимосвязь между концентрацией этих компонентов и вязкостью нефти (Рис. 3).

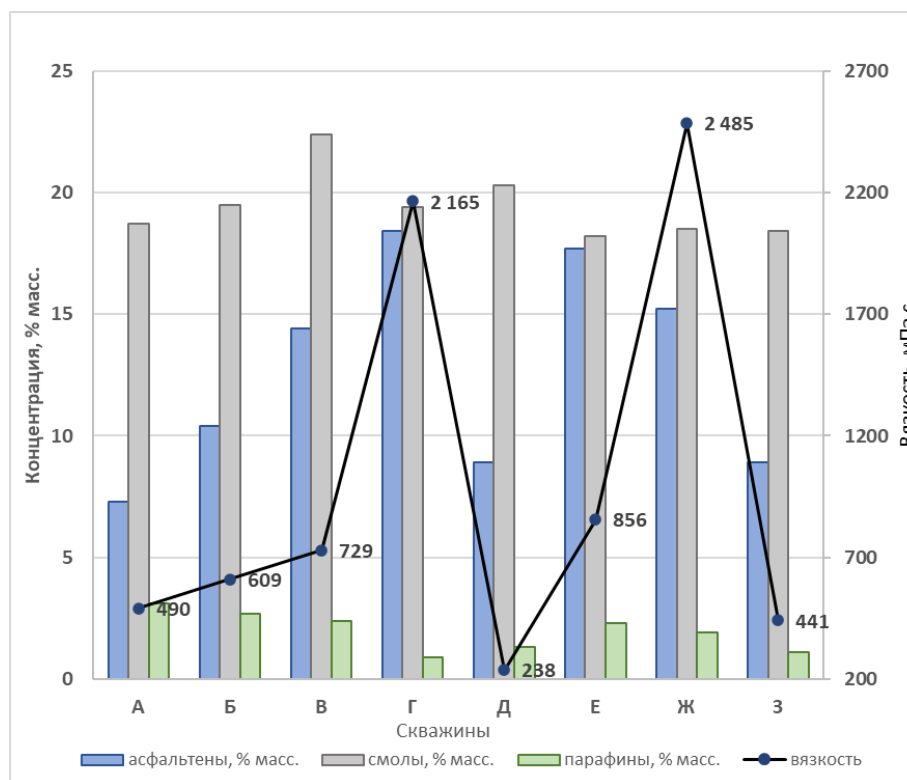


Рис. 3. Вязкость и состав нефти из скважин исследуемого участка

Чем меньше значение отношения суммы концентраций асфальтенов и парафинов к концентрации смол, тем больше значение вязкости нефти. При возрастании концентрации в высоковязкой нефти могут наблюдаться резкие изменения реологических свойств, приводящие к потере текучести нефти.

В работе [14] на основании реологических характеристик определены типы жидкостей в соответствии с законом Ньютона и наличие аномалий вязкости при различных температурах, что обуславливает применимость реологических зависимостей для определения ТСФП.

Отсутствие информации по ТСФП по залежам не позволяет перепроектировать систему разработки [15], что очень актуально для залежей нефти с концентрацией высокомолекулярных соединений не менее 20%, приуроченных к геологической среде с температурными условиями, сдерживающими структурный фазовый переход в этих залежах [16].

Список литературы

1. Физико-химические процессы в продуктивных нефтяных пластах / Юсупова Т.Н. [и др.]; ИОФХ им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН. – М.: Наука, 2015. – 412 с.
2. Лисичко Е.В. Лекция 22. Фазовые превращения / Е.В. Лисичко. – Текст: электронный // Корпоративный портал / Томский политехнический университет. – URL: <https://portal.tpu.ru/SHARED/e/ELENALIS/rabota> (дата обращения: 11.06.2024).
3. Химия нефти / Ю.В. Поконова [и др.]; под ред. З.И. Сюняева. – Л.: Химия, Ленингр. отд-ние, 1984. – 360 с.
4. Mansoori, G.A. A united perspective on the phase behavior of petroleum fluids // International Journal of Oil Gas and Coal Technology. – 2009. – Vol. 2, № 2. – P. 141-167. – URL: <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2009.024884> (дата обращения: 11.06.2024).
5. Влияние компонентного состава и структурных характеристик компонентов на устойчивость тяжелых нефтей к осаждению асфальтенов / Л.М. Петрова [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 74-76.
6. Бибик Е.Е. Реология дисперсных систем – Л.: Изд-во ЛГУ, 1981. – 171 с.
7. Методика определения реологических параметров высокозастывающих нефтей: РД 39-0147103-329-86: дата введения с 01.07.1986 г. / ВНИИСПТнефть. – Уфа, 1986. – 22 с.
8. Иктисанов В.А., Сахабутдинов К.Г. Реологические исследования парафинистой нефти при различных температурах // Коллоидный журнал. – 1999. – Т. 61, № 6. – С. 776-779.
9. Ольховская В.А. Влияние реологических факторов на разработку продуктивных турнейский отложений Ветлянского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 5. – С. 46-52.

10. Кабирова А.Х., Хусаинов В.М. Структурный фазовый переход и необходимость его учета при проектировании разработки залежей нефти // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 32-34.
11. Хусаинов В.М., Кабирова А.Х., Сотников О.В. Изучение юго-восточного участка залежи нефти бобриковского горизонта Нурлатского месторождения на возможность структурного фазового перехода в процессе разработки // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО "Татнефть". – Набережные Челны: Экспозиция Нефть Газ, 2023. – Вып. 91. – С. 93-101.
12. Дияшев Р.Н., Зейгман Ю.В., Рахимов Р.Л. Исследования аномалий вязкости пластовых нефтей месторождений Республики Татарстан // Георесурсы. – 2009. – №2 (30). – С. 44-48.
13. Золотухин, А.Б., Лобанов А.А., Пустова Е.Ю. Исследования фазовых переходов асфальтенов в пластовых углеводородных флюидах // Нефтепромысловое дело. – 2017. – № 5. – С. 39-45.
14. Кондрашева Н.К., Байталов Ф.Д., Бойцова А.А. Сравнительная оценка структурно-механических свойств тяжелых нефтей Тимано-Печорской провинции // Записки Горного института. – 2017. – Т. 255. – С. 320-329. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitel'naya-otsenka-strukturno-mehanicheskikh-svoystv-tyazhelyh-neftey-timano-pechorskoj-provintsii> (дата обращения: 11.06.2024).
15. Хусаинов В.М. Структура остаточных запасов Татарстана. Проблемы и перспективы разработки // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы: материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Казань, 3-4 сент. 2014 г. – Казань: ФЭН, 2014. – С. 86-89.
16. Кабирова А.Х. Исследование влияния температурных условий геологической среды и состава нефти месторождений Республики Татарстан на полноту извлечения углеводородов: автореф. дис... канд. техн. наук: 2.8.4 / ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть». – Бугульма, 2022. – 25 с.

References

1. Yusupova T.N. Fiziko-himicheskie processy v produktivnyh neftyanyh plastah [Physical and chemical processes in oil producing reservoirs]. Kazan Scientific Center of RAS. Moscow: Nauka Publ., 2015, 412 p. (in Russian)
2. Lisichko E.V. Fazovye prevrashcheniya [Phase transitions]. Lecture No.22. Tomsk Polytechnic University. URL: <https://portal.tpu.ru/SHARED/e/ELENALIS/rabota> (in Russian)
3. Pokonova U.V. Khimiya nefiti [Oil chemistry]. Leningrad: Khimiya Publ., 1984, 360 p. (in Russian)
4. Mansoori, G.A. A united perspective on the phase behavior of petroleum fluids. International Journal of Oil Gas and Coal Technology. 2009, Vol. 2, No. 2, pp. 141-167. URL: <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2009.024884>.
5. Petrova L.M. Vliyanie komponentnogo sostava i strukturnykh harakteristik komponentov na ustojchivost' tyazhelyh neftej k osazhdeniyu asfal'tenov. [Effect of composition and structural characteristics of components on heavy oil resistance to asphaltene precipitation]. *Neftyanoe Khozyaistvo [Oil Industry]*. 2012, No. 1, pp. 74-76. (in Russian)
6. Bibik E.E. Reologiya dispersnykh sistem. [Dispersed system rheology]. Leningrad: LSU Publ., 1981, 171 p. (in Russian)
7. RD39-0147103-329-86 Metodika opredeleniya reologicheskikh parametrov vysokozastyvayushchih neftej [Procedures for determination of rheological properties of high pour point oils]. VNIISPTneft. Ufa, 1986, 22 p. (in Russian)

8. Iktisanov V.A., Sakhabutdinov K.G. Reologicheskie issledovaniya parafinistoj nefti pri razlichnyh temperaturah [Rheological analysis of paraffin oil at various temperatures]. *Kolloidnyi Zhurnal [Colloid Journal]*. 1999, Vol.61, No.6, pp.776-779. (in Russian)
9. Olkhovskaya V.A. Vliyanie reologicheskikh faktorov na razrabotku produktivnyh turnejskij otlozhenij Vetlyanskogo mestorozhdeniya. [Effect of rheological parameters on development of Tournaissian reservoirs in the Vetlyansky field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyh i gazovyh mestorozhdenij [Geology, Geophysics, and Development of Oil and Gas Fields]*. 2007, No.5, pp.46-52. (in Russian)
10. Kabiroba A.Kh., Khusainov V.M. Strukturnyj fazovyj perekhod i neobhodimost' ego ucheta pri proektirovanii razrabotki zalezhej nefti [Structural phase transition and the need for its consideration in field development planning]. *Neftyanoe Khozyaistvo [Oil Industry]*. 2018, No.7, pp.32-34. (in Russian)
11. Khusainov V.M., Kabirova A.Kh., Sotnikov O.V. Izuchenie yugo-vostochnogo uchastka zalezhi nefti bobrikovskogo gorizonta Nurlatskogo mestorozhdeniya na vozmozhnost' strukturnogo fazovogo perekhoda v processe razrabotki [Analysis of a south-east area of Bobrikovian reservoir in the Nurlatsky field for potential structural phase transition during production operations]. Collection of TatNIPIneft's research papers (PJSC TATNEFT). Naberezhnye Chelny: Ekspositsiya Neft Gaz. 2023, No.91, pp.93-101. (in Russian)
12. Diyashev R.N., Zeigman U.V., Rakhimov R.L. Issledovaniya anomalij vyazkosti plastovyh neftej mestorozhdenij Respubliki Tatarstan [Study of reservoir oil viscosity anomalies in Tatarstan fields]. *Georesursy [Georesources]*. 2009, No.2 (30), pp. 44-48. (in Russian)
13. Zolotukhin A.B., Lobanov A.A., Pustova E.U. Issledovaniya fazovyh perekhodov asfal'tenov v plastovyh uglevodorodnyh flyuidah [Study of asphaltene phase transitions in reservoir hydrocarbon fluids]. *Neftepromyslovoe Delo [Oilfield Engineering]*. 2017, No.5, pp.39-45. (in Russian)
14. Kondrasheva N.K., Baitalov F.D., Boitsova A.A. Sravnitel'naya ocenka strukturno-mekhanicheskikh svoystv tyazhelyh neftej Timano-Pechorskoj provincii [Comparative evaluation of heavy oil structural-mechanical properties in Timan-Pechora Province]. *Zapiski Gornogo Instituta [Journal of Mining Institute]*. 2017, Vol.255, pp. 320-329 URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sravnitel'naya-otsenka-strukturno-mekhanicheskikh-svoystv-tyazhelyh-neftej-timano-pechorskoy-provintsii>. (in Russian)
15. Khusainov V.M. Struktura ostatochnyh zapasov Tatarstana. Problemy i perspektivy razrabotki [Structure of residual oil reserves in the Republic of Tatarstan. Challenges and prospects of reserves development]. Proceedings of the International Research Conference "Hard-to-recover and unconventional hydrocarbon reserves: experience and forecast". Kazan, 3-4 September 2014. Kazan: Fen Publ., 2014, pp.86-89. (in Russian)
16. Kabirova A.Kh. Issledovanie vliyaniya temperaturnyh uslovij geologicheskoy sredy i sostava nefti mestorozhdenij Respubliki Tatarstan na polnotu izvlecheniya uglevodorodov [Study of the effect of subsurface temperature conditions and oil composition in Tatarstan fields on hydrocarbon recovery ratio]. Abstract of a PhD thesis. 2.8.4. TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT. Bugulma, 2022, 25 p. (in Russian)

Сведения об авторах

Хусаинов Васил Мухаметович, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов института «ТатНИ-ПШнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: khusainov@tatnipi.ru

Сотников Олег Сергеевич, кандидат технических наук, начальник отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: sotnikov@tatnipi.ru

Кабирова Алесия Хатиповна, кандидат технических наук, старший научный сотрудник отдела исследования скважин, коллекторов и углеводородов института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: ahkabirowa@tatnipi.ru

Пименов Андрей Александрович, доктор технических наук, директор института ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина
Россия, 423458, Альметьевск, ул. Советская, 186а
E-mail: PimenovAndreyA@tatnipi.ru

Authors

V.M. Khusainov, Dr.Sc, Lead Researcher, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: khusainov@tatnipi.ru

O.S. Sotnikov, PhD, Head of Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: sotnikov@tatnipi.ru

A.Kh. Kabirova, PhD, Senior Researcher, Formation Evaluation and Well Test Department, TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: ahkabirowa@tatnipi.ru

A.A. Pimenov, Dr.Sc, Director of TatNIPIneft Institute – PJSC TATNEFT
186a, Sovetskaya Str., Almetyevsk, 423458, Russian Federation
E-mail: PimenovAndreyA@tatnipi.ru

Статья поступила в редакцию 19.05.2024
Принята к публикации 19.06.2024
Опубликована 30.06.2024