

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ДОБЫЧИ ВЫСОКОПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

П.Г. Токмакова, М.А. Касперович

ТО «СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз», г. Тюмень, Россия

Аннотация: В статье рассмотрены различные решения добычи и транспортировки высокопарафинистых нефтей Ненецкого автономного округа, при этом методам эмульгирования нефти водой было уделено повышенное внимание. В рамках работы выполнены исследования физико-химических свойств нефтей и водонефтяных эмульсий, приведены результаты исследования с добавлением полимеров и поверхностно активных веществ в водонефтяную смесь. Высокое содержание парафина в нефти (до 30 %), способствует гидравлическим потерям, что осложняет и удорожает процессы ее добычи, транспортировки и переработки. В ходе работы было установлено, что гидротранспорт с добавлением полимеров способствует значительному снижению вязкости, но при этом водонефтяная эмульсия с добавлением полимера не является достаточно стабильной. В результате добавлены неионогенные поверхностно активные вещества, способствующие созданию неразрушимой системы в течение длительного времени. Результаты исследований показали, что для эффективного извлечения трудноизвлекаемых нефтей необходимо проводить адаптацию классических и разработку новых технологий, а индивидуальный подход способствует снижению гидравлических потерь при добыче высоковязких нефтей.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, высокопарафинистые нефти, реология, эмульсии, гидротранспорт.

ENSURING THE EFFICIENT PRODUCTION OF HIGH-PARAFFIN OILS OF THE NENETS AUTONOMOUS REGION

P.G. Tokmakova, M.A. Kasperovich

TO «SurgutNIPIneft», PJSC «Surgutneftegaz», Tyumen, Russia

Abstract: The article discusses various solutions for the production and transportation of high-paraffin oils of the Nenets autonomous region, while methods of oil emulsification with water were given increased attention. As part of the work, studies of the physicochemical properties of oils and water-oil emulsions were carried out, the results of a study with the addition of polymers and surfactants to the water-oil mixture were presented. The high content of paraffin in oil (up to 30%) contributes to hydraulic losses, which complicates and increases the cost of its extraction, transportation and processing. In the course of the work, it was found that hydrotransport with the addition of polymers contributes to a significant reduction in viscosity, but the water-oil emulsion with the addition of a polymer is not sufficiently stable. As a result, non-ionic surfactants are added to help create an indestructible system for a long time. The research results showed that for the effective extraction of hard-to-recover oils, it is necessary to adapt classical and develop new technologies, and an individual approach helps to reduce hydraulic losses in the production of high-viscosity oils.

Keywords: hard-to-recover reserves, highly paraffinic oils, rheology, emulsions, hydrotransport.

В связи с истощением запасов легкодоступной маловязкой нефти наблюдается рост доли трудноизвлекаемых её запасов. Восполнение отбираемых из недр объемов углеводородов происходит за счет открытия месторождений с осложняющими факторами.

К трудноизвлекаемым запасам относят нефти, заключенные в геологически сложно построенных пластах и залежах или представленные малоподвижной нефтью, также они обусловлены неблагоприятными условиями залегания или аномальными физико-химическими свойствами.

Одними из распространенных видов трудноизвлекаемых нефтей России являются вязкие и парафинистые нефти, значительная доля которых сосредоточена в Тимано-Печорской провинции [1-3]. Основная сложность разработки девонских отложений Ненецкого АО формируется

на устье скважины, где имеются значительные гидравлические потери вследствие наличия вязущего слоя, способствующего застыванию перекачиваемого продукта, что влечет высокую стоимость перекачки скважинной продукции ввиду необходимости дополнительных затрат для преодоления высокой вязкости. В результате для эффективного извлечения такого сырья требуется проводить адаптацию классических и разработку новых технологий в ответ на ряд технологических проблем.

Девонские нефти характеризуются не только высоким содержанием парафиновых углеводородов, что классифицирует нефть как высокопарафинистую, но и достаточно высокими температурами плавления парафина 60-70°C [4]. Если температура нефти снижается, то происходит осаждение и кристаллизация молекул парафина, что развивает упорядо-

ченную твердую структуру, захватывая нефть и формируя гелеобразную субстанцию, повышающую потери напора потока. Дальнейшее снижение температуры провоцирует уменьшение движения молекул в нефти, что облегчает группирование и выравнивание парафиновых углеводородов, и наконец, прикрепление друг к другу до достижения критического и стабильного размера. В результате ассоциативные дисперсные системы приводят к значительным гидравлическим сопротивлениям и, в конечном итоге, к риску застывания перекачиваемого продукта при остановке [5]. Такое наблюдение хорошо демонстрирует зависимость динамической вязкости от температуры при различных скоростях сдвига (рис. 1).

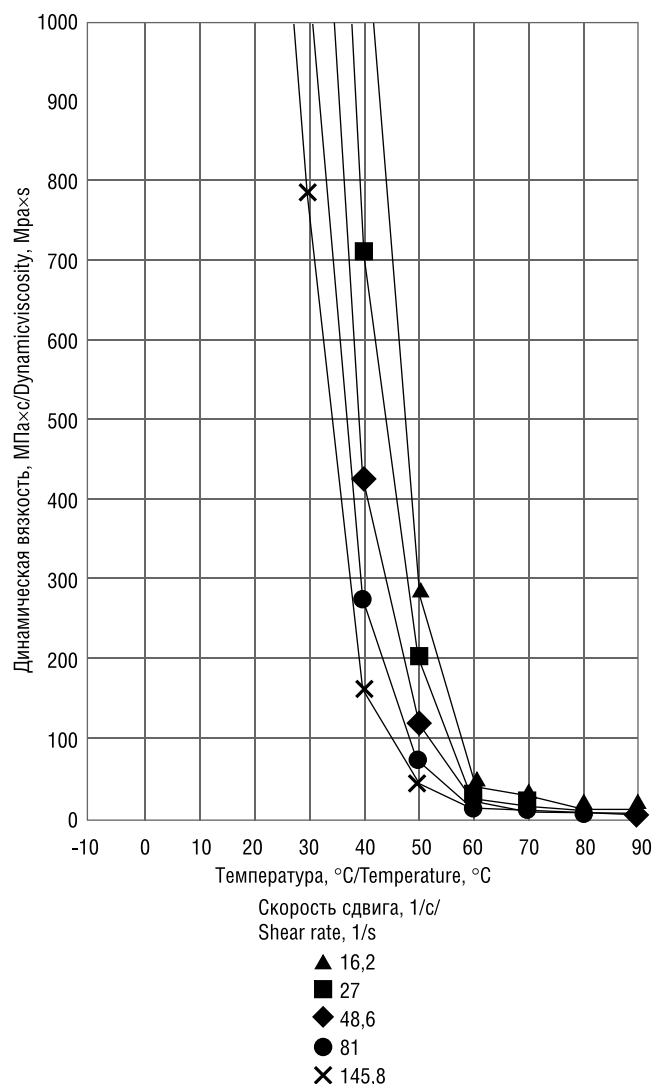


Рис. 1. Зависимость эффективной вязкости девонской нефти от температуры при различных скоростях сдвига / Fig.1. Dependence of effective viscosity of devonian oil on temperature at various shear rates.

Для обеспечения необходимой текучести и препятствия образованию пространственной структуры нефти неизбежно использование специальных технологий предварительного воздействия на нефть. Такой подход заключается не только в эффективном изменении реологических свойств, но и в их сохранении в течение длительного периода времени, поэтому в постановке задач исследования необходим фактор времени и принцип комбинирования технологий.

Залежи нефти в девонских терригенных отложениях характеризуются наличием мощного интервала подошвенной воды (рис. 2), относительно высокими нефтенасыщенными толщами и высокими дебитами до 400 м³/сут.

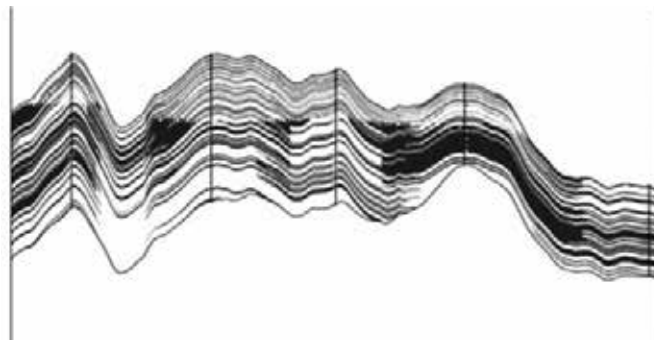


Рис. 2. Схематический геологический разрез продуктивных девонских отложений Ненецкого автономного округа / Fig.2. Schematic geological section of productive Devonian deposits of the Nenets autonomous region.

Средняя пластовая температура девонских нефтей составляет около 100 °С, а текучесть нефти снижается при температуре ниже 60 °С, из-за чего центром внимания является движение от устья скважины до пункта сдачи. Для оптимизации при добыче и транспортировке наиболее известным способом является поддержание температуры нефти с помощью «горячей перекачки». Увеличивая нагрев на головной и промежуточных станциях, оборудованных печами или теплообменниками, технология сохраняет подвижность нефти.

Однако у этого метода есть такие недостатки как загрязнение окружающей среды продуктами переработки, частичная потеря перекачиваемой нефти в нагревательных печах, невозможность обеспечить теплоизоляцию и неудобство использования этого метода транспортировки парафиновой нефти по магистральным трубопроводам. Дополнительно применяют метод обогрева трубопровода. Такой подход обеспечивает нагрев, при котором происходит быстрое снижение вязкости нефти и сопротивления потока. Обогрев трубопровода является не только достаточно дорогим, но и влечет за собой такие последствия как увеличение внутренней коррозии трубопровода, изменение реологических свойств сырой нефти, а температурное расширение и сжатие труб вызывает необратимые последствия на трубопроводе [6].

При значительном содержании парафиновых углеводородов в нефти используют разбавление, как еще один способ изменения реологии нефти. Разбавителями являются мало вязкие нефти, газовый конденсат или легкие фракции нефти. Эта технология в основном предназначена для нефти с высокой вязкостью и высоким содержанием асфальто-смолистых веществ, которые адсорбируются на поверхности кристаллов парафина и препятствуют образованию прочной структурной решетки. Серьезным недостатком этого способа является снижение качества легких фракций из-за значительного увеличения количества ненасыщенных углеводородов [6,7].

Значительное количество подошвенных вод в девонских отложениях позволяет рассмотреть технологии, основанные на гидротранспорте. Такой подход основан на кон-

тролируемом смешении скважинной продукции с водой. Но при этом снижение вязкости эмульсий и, следовательно, уменьшения потерь на трение можно получить в случае, когда образуется эмульсия типа «нефть в воде» (Н/В), так как эмульсия «вода в нефти» (В/Н) будет только ухудшать ситуацию (рис. 3).

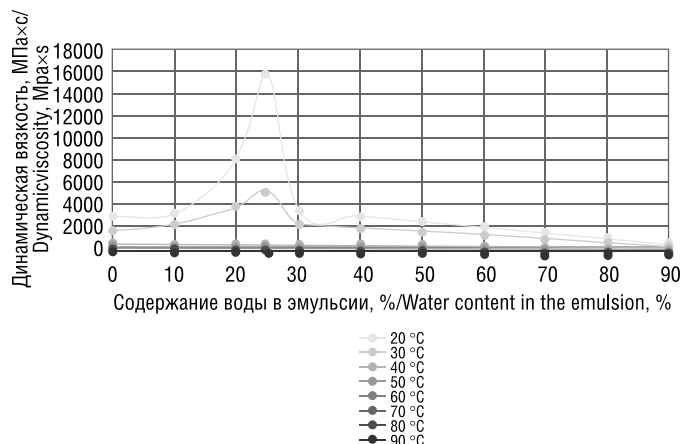


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости девонской нефти от обводненности при разной температуре / Fig. 3. Dependence of the dynamic viscosity of Devonian oil on water cut at different temperatures.

Эмульсия Н/В представляет собой взвесь застывших частиц нефти различных размеров в воде, где каждая частица нефти окружена водяной пленкой, что препятствует контакту нефти с поверхностью трубы и друг с другом не контактируют. Такой подход не создает каких-либо эксплуатационных проблем во время аварийных остановок, поскольку эмульсии можно стабилизировать в течение длительных периодов времени с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ). Наиболее подходящим являются неионогенные ПАВ из-за их стабильности в соленой воде, так как пластовые воды девонских отложений имеют минерализацию до 120 г/л. Но при этом такая коллоидная система не будет улучшать избирательное смачивание внутренней поверхности трубы со стороны водной фазы. Полимеры ослабляют гидрофильность внутренней поверхности и затрудняют прилипание нефти к поверхности скважины и трубопровода [7]. В результате снижается предельное напряжение сдвига нефти и коэффициент гидравлического сопротивления при ее движении.

Цель исследований

Разработка методов изменения реологических характеристик при транспортировке девонских нефтей в процессе добычи высокопарафинистых нефтей Ненецкого автономного округа.

Методы и материалы исследований

Эмульсии готовились путем смешивания девонской нефти и водной фазы до обводненности 30, 40 и 50 %. В качестве водной фазы применялась пластовая вода. Приготовление эмульсий происходило в мешалке, время перемешивания было 10 мин., скорость — 3000 об/мин. В связи с тем, что проба нефти отличается высоким значением температуры застывания, перед замешиванием эмульсии, проба нефти была разогрета до температуры 60 °C.

Обводненность выбиралась исходя из требований к эффективной и экономической транспортировке вязкой нефти

в виде прямой эмульсии Н/В, обусловленное максимальным содержанием нефти при снижении вязкости. Инверсия фаз является ключевым моментом в данной системе, которую необходимо исключить с помощью ПАВ [8-10]. Для системы в качестве ПАВ были подобраны моноалкиловые эфиры полиэтиленгликоля на основе первичных жирных кислот с гидрофильно-липофильным балансом 8-16. Эти ПАВ стабильны к минерализации, имеют эмульгирующую способность и растворяются в воде. Для улучшения реологии системы и избирательной смачиваемости в эмульсию добавляли простейший полимер в виде полиакриламида (ПАА) [11-14].

Исследования реологических свойств эмульсий с ПАВ и ПАА выполнены на ротационном реовискзиметре «Brookfield». Измерения проводились в интервале температур от +5 °C до +50 °C.

Результаты исследований

Результаты измерения динамической вязкости представлены на рис. 4. При этом динамическая вязкость безводной нефти значительно отличалась более чем на 6 000 МПа·с (рис. 5).

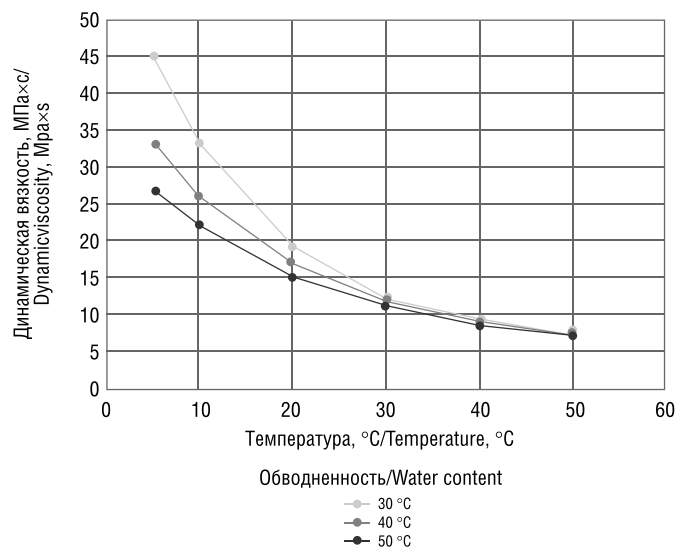


Рис. 4. Зависимость динамической вязкости эмульсий от температуры с применением ПАВ и полимера / Fig. 4. Dependence of dynamic viscosity of emulsions on temperature with the use of surfactants and polymer.

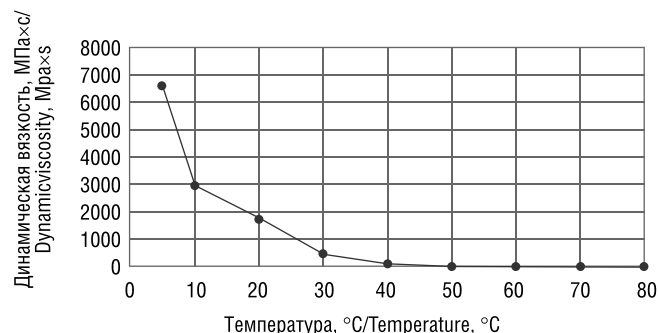


Рис. 5. Зависимость динамической вязкости девонской нефти от температуры / Fig. 5. Dependence of dynamic viscosity of Devonian oil on temperature.

По результату исследования видно, что вязкость эмульсии зависит от обводненности и практически не зависит

от вязкости самой нефти. С увеличением содержания нефти вязкость эмульсии возрастает при этом маловязкие прямые эмульсии образуются при соотношении фаз нефть/вода не ниже 70/30. Стабильность эмульсии главным образом зависит от содержания нефти, энергии сдвига, температуры, а также от типа и концентрации ПАВ. Для понимания коллоидно-химической системы в целом было рассмотрено влияние ПАА и ПАВ на стабильность эмульсии (табл. 1 и табл. 2).

Таблица 1 / Table 1

Влияние ПАА на стабильность эмульсии / Effect of PAA on emulsion stability.

Концентрация полимера, (% масс.) / Polymer concentration, (% wt.)	Стабильность эмульсии (%) / Emulsion stability (%)		
	Время, ч / Time, h		
	1	4	24
0,5	98,8	30,0	20,0
1,0	99,0	80,9	62,7

Высокомолекулярный полимер отдельно от ПАВ не вызывал высокой стабильности, но при этом давал значительное снижение вязкости эмульсий. Стабильность системы в основном зависит от ПАВ, но при этом не влияет на реологию системы. Совместно предложенные реагенты дают стабильную систему, меняющую реологические характеристики нефтяной эмульсии.

Разрушение эмульсий на пункте сбора происходит за счет термохимических методов, в основе которых входит смещение стабилизационного слоя на поверхности раздела фаз, за счет проникновения деэмульгатора в межфазное искусственно созданное пространство [17-19].

С учетом предложенной технологии на основе коллоидной химии при различной обводненности расход воды не только позволяет ее добавлять в систему для дальнейшей транспортировки, но и после отделения на пункте сбора отправлять в поглощающие скважины [19,20]. Такой подход является наиболее экономически эффективным. Для этого необходимо уделить внимание двум проблемам. Первая касается отделения ПАВ, которая решается с помощью уста-

Таблица 2 / Table 2

Влияние ПАВ на стабильность эмульсии / Effect of surfactants on emulsion stability.

Содержание нефти, % / Oil content, %	Концентрация ПАВ, (% масс.) / Surfactant concentration, (% wt.)	Стабильность эмульсии (%) / Emulsion stability (%)		
		Время, ч / Time, h		
		1	4	24
50	1	100	99,9	99,9
	3	100	99,9	97,3
60	1	100	99,8	97,3
	3	100	100	100
70	1	100	100	100
	3	100	100	100

новки пенно-флотационной сепарации. Вторая – это отделение полимера и решается она с помощью механической деструкции.

Выводы

В результате изучения физико-химических свойств девонских нефтей Ненецкого АО, было выявлено аномально высокое значение напряжения сдвига в трубопроводе по причине содержания большого количества парафиновых углеводородов.

В результате комплексного анализа известных технологий добычи и транспорта высокопарафинистых нефтей с учетом распределения запасов углеводородного сырья и климатических условий предложено использование гидротранспорта на основе водонефтяной эмульсии.

Для оценки возможности уменьшения затрат на перекачку высокопарафинистых нефтей выполнены лабораторные эксперименты приготовления стабилизированных эмульсий «нефть в воде» с применением ПАВ и ПАА. В результате установлено снижение вязкости скважинной продукции более чем на 6 000 МПа·с при температуре 5°C.

Рассмотрена стабильность эмульсии, что позволяет на основе коллоидно-химических аспектов избежать осложнений при трубопроводном транспорте водонефтяной эмульсии. ■

БЛАГОДАРНОСТИ / ACKNOWLEDGMENTS:

Авторы выражают признательность всему отделу физико-химии пластовых систем Тюменского отделения «СургутНИПИнефть», ПАО «Сургутнефтегаз» за оказанную помощь при проведении исследований. Также авторы выражают благодарность Леонтьеву Сергею Александровичу доктору технических наук, профессору Тюменского Индустриального Университета за ценные советы при написании статьи. / The authors express their gratitude to the entire Department of Physical Chemistry of Reservoir Systems of the Tyumen branch of SurgutNIPIneft, PJSC Surgutneftegaz for their assistance in conducting research. The authors also express their gratitude to Leontiev Sergey Aleksandrovich Doctor of Technical Sciences, Professor of the Tyumen Industrial University for valuable advice when writing the article.

ЛИТЕРАТУРА

- Жилина И.В. Ресурсная база углеводородного сырья Волго-Уральской и Тимано-Печорской нефтегазоносных провинций, перспективы ее восполнения ИПНГ РАН / И.В. Жилина, В.К. Утопленников // Актуальные проблемы нефти и газа. - 2018. - Вып. 3(22). - С.14-20.
- Куранов А.В. Невостребованные нефтегазовые объекты Тимано-Печорской провинции, их углеводородный потенциал и перспективы вовлечения в освоение // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2015, - Т.10. - 16 с.

3. Баженова Т.К. Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна. / Т.К. Баженова, В.К. Шиманский, В.Ф. Васильева и др. - СПб.: ВНИГРИ, 2008. - 164 с.
4. Девонская система: в 2 т. / под ред. Д. В. Наливкина, М. А. Джонсницкой, Б. П. Марковского. - М.: Недра, 1973. - 376 с.
5. Рейнер М. Деформация и течение / М. Рейнер - М.: Гостоптехиздат, 1963. - 381 с.
6. Набиев А.Б. Интенсификация транспортировки высоковязких нефтей по трубопроводу / А.Б. Набиев: монография. - Ташкент, 2017. - 138 с.
7. Souasa F. A review on the rheology of heavy crude oil for pipeline transportation / F.Souasa, A. Safria, A. Benmounahb // Petroleum Research - 2021 - V.6, Is.2. - P.116-136.
8. Башкирцева Н.Ю. Особенности применения ПАВ в процессах транспортировки высоковязких нефтей / Н.Ю. Башкирцева, О.Ю. Сладовская // Вестник технологического университета. - 2014. - Т.17, Вып.14. - С.449-451.
9. Формирование структуры водонефтяных эмульсий / А. И. Леонтьева [и др.] // Вестник ТГТУ. - 2017. - Т. 23, №4. - С.635-640.
10. Шерстнев Н.М. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин / Н.М. Шерстнев, Л.М. Гурвич, И.Г. Булина и др. - М.: Недра, 1988. - 184 с.
11. Тобольский А.В. Свойства и структура полимеров / А.В. Тобольский. - М.:Химия, 1964. - 322 с.
12. Шамшин Д.Л. Физическая и коллоидная химия / Д.Л.Шамшин - М.: Высшая школа, 1968. - 277 с.
13. Al-Hashmi A.R. Transportation of heavy oils using polimer-stabilized oil-in-water emulsions / A.R. Al-Hashmi [and etc.] // Petroleum Exploration and Production Technology. - 2017. - №7. - P.881-890.
14. Саттаров М.О. Улучшение текучести нефти с применением комбинационного способа понижения вязкости / М.О. Саттаров, А.А. Ямалетдинова, Ш.К. Бакиева // Universum: технические науки. 2020. - №11(80). - С.17-21
15. Тугунов П.И. Транспорт и хранение нефти и газа / П.И. Тугунов, В.Ф. Новоселов, Ф.Ф. Абузова. - М.:Недра, 1975. - 248 с.
16. Саттаров М.О. Разрушение устойчивых эмульсий местных нефтей Узбекистана // Наука, техника и образование. - М., 2016. - №2(20). - С.61-63.
17. Ямалетдинова А.А. Физико-химические основы процесса подготовки нефти на месторождении Кокдумалак/ А.А. Ямалетдинова, Ш.Ш. Абдуллаева // Наука, техника и образование. - 2016. - №2(20). - С.58-60.
18. Волкова Г.И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) / Г.И.Волкова, Ю.В. Лоскутова, И.В. Прозорова, Е.М. Березина. - Томск : Издательский Дом ТГУ, 2015. - 136 с.
19. Левченко Д.Н. Эмульсии нефти с водой и методы их разрушения / Д.Н.Левченко, Н.В.Бергштейн, А.Д.Худякова, Н.М. Николаева - М.: Химия, 1967. - 200 с.
20. Позднышев, Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий / Г.Н. Позднышев - М.: Недра, 1982. - 221 с.

REFERENCES

1. Zhilina I.V. Resource base of hydrocarbon raw materials of the Volga-Ural and Timan-Pechora oil and gas provinces, prospects for its replenishment IPOG RAS / I.V. Zhilina, V.K. Utopennikov // Actual problems of oil and gas. - 2018. - Is.3(22). - P.14-20.
2. Kuranov A.V. Unclaimed oil and gas facilities of the Timan-Pechora region, their hydrocarbon potential and prospects for involvement in development // Neftegazovaya geologiya. Theory and practice. - 2015, - T.10. - 16 pp.
3. Bazhenova T.K. Organic geochemistry of the Timan-Pechora basin. / T.K. Bazhenov, V.K. Shimansky, V.F. Vasilyeva and others - St. Petersburg: VNIGRI, 2008. - 164 pp.
4. Devonian system: in 2 editions / ed. D. V. Nalivkin, M. A. Dzhonsnitskaya, B. P. Markovsky. - M.: Nedra, 1973. - 376 pp.
5. Reiner M. Deformation and flow / M. Reiner - M.: Gostoptekhizdat, 1963. - 381 p.
6. Nabiev A.B. Intensification of transportation of high-viscosity oils through the pipeline / A.B. Nabiev: monograph. - Tashkent, 2017. - 138 pp.
7. Souasa F. A review on the rheology of heavy crude oil for pipeline transportation / F. Souasa, A. Safria, A. Benmounahb // Petroleum Research - 2021 - V.6, Is.2. - P.116-136.
8. Bashkirtseva N.Y. Features of the use of surfactants in the processes of transportation of high-viscosity oils / N.Y. Bashkirtseva, O.Y. Sladovskaya // Bulletin of the Technological University. - 2014. - T.17, Is.14. - P.449-451.
9. Formation of the structure of oil-water emulsions / A. Leont'eva [et al.] // Vestnik TSTU. - 2017. - T.23, №4. - P.635-640.
10. Sherstnev N.M. Application of surfactant compositions during well operation / N.M. Sherstnev, L.M. Gurchich, I.G. Bulina and others - M.: Nedra, 1988. - 184 pp.
11. Tobolsky A.V. Properties and structure of polymers / A.V. Tobolsk. - M.: Chemistry, 1964. - 322 pp.
12. Shamshin D.L. Physical and colloidal chemistry / D.L. Shamshin - M.: Higher school, 1968. - 277 p.
13. Al-Hashmi A.R. Transportation of heavy oils using polimer-stabilized oil-in-water emulsions / A.R. Al-Hashmi [and etc.] // Petroleum Exploration and Production Technology. - 2017. - №7. - P.881-890.
14. Sattarov M.O. Improving the fluidity of oil with the use of a combination method for lowering viscosity / M.O. Sattarov, A.A. Yamaletdinova, S.K. Bakiev // Universum: technical sciences. 2020. - №11(80). - P.17-21
15. Tugunov P.I. Transport and storage of oil and gas / P.I. Tugunov, V.F. Novoselov, F.F. Abuzov. - M.: Nedra, 1975. - 248 pp.
16. Sattarov M.O. Destruction of stable emulsions of local oils of Uzbekistan // Science, technology and education. - M.: 2016. - №2(20). - P.61-63.
17. Yamaletdinova A.A. Physical and chemical bases of the oil treatment process at the Kokdumalak field / A.A. Yamaletdinova, Sh.Sh. Abdullayeva // Science, technology and education. - 2016. - №2(20). - P.58-60.
18. Volkova G.I. Preparation and transport of problem oils (scientific and practical aspects) / G.I. Volkova, Y.V. Loskutova, I.V. Prozorova, E.M. Berezina. - Tomsk: TSU Publishing House, 2015. - 136 pp.

19. Levchenko D.N. Emulsions of oil with water and methods of their destruction / D.N. Levchenko, N.V. Bergshtein, A.D. Khudyakova, N.M. Nikolaev - М.: Chemistry, 1967. - 200 pp.
20. Pozdnyshev, G.N. Stabilization and destruction of oil emulsions / G.N. Pozdnyshev - М.: Nedra, 1982. - 221 pp.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ



Токмакова Полина Геннадьевна:
инженер I категории,
отдел физико-химии пластовых систем
ТО «СургутНИПИнефть»,
ПАО «Сургутнефтегаз»,
г. Тюмень, Россия,
Tokmakova_PG@mail.ru

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Tokmakova Polina Gennadievna:
engineer of the 1st category,
Department of Physical Chemistry of Reservoir Systems,
TO «SurgutNIPIneft»,
PJSC «Surgutneftegaz»,
Tyumen, Russia,
Tokmakova_PG@mail.ru



Касперович Михаил Александрович:
начальник отдела,
отдел физико-химии пластовых систем
ТО «СургутНИПИнефть»,
ПАО «Сургутнефтегаз»,
г. Тюмень, Россия,
Kasperovich_MA@surgutneftegas.ru

Kasperovich Mikhail Aleksandrovich:
Head of the Department,
Department of Physical Chemistry of Reservoir Systems,
TO «SurgutNIPIneft»,
PJSC «Surgutneftegaz»,
Tyumen, Russia,
Kasperovich_MA@surgutneftegas.ru



РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ СЕРГО ОРДЖОНИКИДЗЕ (МГРИ)

Информируем Вас

Университет берет свое начало с геологоразведочного факультета Московской горной академии, созданной в сентябре 1918 г.

Факультеты:

- ◆ Геологоразведочный факультет,
- ◆ Факультет технологии разведки и разработки,
- ◆ Факультет геологии и геофизики нефти и газа,
- ◆ Гидрогеологический факультет,
- ◆ Факультет экономики и управления,
- ◆ Экологический факультет

Для зачисления в Университет в 2022 году необходимо подать заявление о согласии на зачисление и оригинал документа об образовании не позднее 18 часов 28 июля 2022 года.

Контакты : 117997, Москва, ул. Миклухо-Маклая, д. 23; +7(495)255-40-20 10:00-18:00 e-mail: priem@mgri.ru,
<https://www.mgri.ru/commission/poryadok-postupleniya/>



WWW.N-GN.RU