

УДК 54.01

МРНТИ 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>

Получена: 31.01.2024.

Одобрена: 10.04.2024.

Опубликована: 30.06.2024.

Оригинальное исследование

Изучение реологических характеристик высоковязкой нефти Мангышлака

О.Б. Саенко, Б.С. Серкебаева, Е.О. Аялбергенов

Филиал КМГ Инжиниринг «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

АННОТАЦИЯ

Обоснование. В связи с исчерпаемостью активных запасов лёгкой нефти с каждым годом всё более актуальным становится повышение эффективности разработки месторождений тяжёлой высоковязкой нефти. Возникает необходимость более глубокого изучения свойств высоковязкой нефти с целью совершенствования технологий повышения нефтеотдачи пласта.

Цель. Исследование реологических свойств высоковязких нефтей Западного Казахстана путём изучения их физико-химических характеристик и содержания высокомолекулярных соединений.

Материалы и методы. В качестве объектов исследования выбрана нефть Западного Казахстана месторождений Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгызтобе. Для решения поставленных задач лабораторные исследования проводились с применением современных методов химического и физико-химического анализа.

Результаты. В данной статье приведены результаты лабораторных исследований по определению плотности, вязкости, содержания асфальтосмолопарафиновых веществ, а также результаты изучения реологических характеристик тяжёлой высоковязкой нефти с различной обводнённостью на примере месторождений Западного Казахстана. Определены температурные пределы и влияние обводнённости на проявление неньютоновских свойств.

Заключение. Установлено, что реологическое поведение высоковязкой тяжёлой нефти с разной обводнённостью проявляет выраженные свойства псевдопластичной жидкости, где наиболее ярко неньютоновские свойства наблюдаются при содержании связанной воды более 50%. Выраженность неньютоновских свойств нефти Западного Казахстана обусловлена повышенным содержанием высокомолекулярных компонентов. Полученные результаты имеют практический интерес при создании композиционной модели для гидродинамической и технологической системы сбора и транспорта тяжёлой высоковязкой нефти.

Ключевые слова: реологические исследования, неньютоновская жидкость, динамическая вязкость, градиент сдвига, напряжение сдвига, высоковязкая нефть, асфальтосмолопарафиновые вещества.

Как цитировать:

Саенко О.Б., Серкебаева Б.С., Аялбергенов Е.О. Изучение реологических характеристик высоковязкой нефти Мангышлака // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2024. Том 6, №2. С. 88–98.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>.

UDC 54.01
CSCSTI 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>

Received: 31.01.2024.

Accepted: 10.04.2024.

Published: 30.06.2024.

Original article

Study of the rheological characteristics of high-viscosity oil from Mangyshlak

Olga B. Sayenko, Bazargul S. Serkebayeva, Yerbolat O. Ayapbergenov

Branch of KMG Engineering LLP KazNIPImunaigaz, Aktau, Kazakhstan

ABSTRACT

Background: Due to the exhaustibility of active reserves of light oil, every year it becomes more and more important to improve the developmental efficiency of heavy high-viscosity oil fields. There is a need for a deeper study of the properties of high-viscosity oil in order to improve enhanced oil recovery technologies.

Aim: The investigation of West Kazakhstan's high-viscosity oils' rheological properties by studying their physical and chemical characteristics and content of high-molecular compounds.

Materials and methods: As objects of the study, oils from Western Kazakhstan's Karazhanbas, Northern Buzachi and Zhalgызtobe oil fields were selected. To accomplish the given tasks, laboratory studies were conducted using contemporary methods of chemical and physicochemical analysis.

Results: This article presents the results of laboratory studies to determine the density, viscosity, and content of asphalt-resin-paraffin substances with a comparison of the results obtained. As well as the results of the study of the rheological characteristics of heavy high-viscosity oil with different water cut on the example of fields in Western Kazakhstan. The temperature limits and the influence of water cut on the manifestation of non-Newtonian properties were determined.

Conclusion: It was found that the rheological behavior of high-viscosity heavy oil with different water cut exhibits pronounced properties of pseudoplastic liquid, where the most pronounced non-Newtonian properties are manifested at the content of bound water exceeding 50%. The expression of non-Newtonian properties of West Kazakhstan oil is due to the increased content of high-molecular components. The obtained results are of practical interest in creating a composite model of hydrodynamic and technological system of collection and transportation of heavy, high-viscosity oil.

Keywords: *rheological studies; non-Newtonian fluid; dynamic viscosity; shear gradient; shear stress; high-viscosity oil, asphaltene-resin-paraffin substances.*

To cite this article:

Sayenko OB, Serkebayeva BS, Ayapbergenov YO. Study of the Rheological Characteristics of High-Viscosity Oil from Mangyshlak. *Kazakhstan journal for oil & gas industry*. 2024;6(2):88–98.

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>.

ӨОЖ 54.01

ҒТАХР 52.47.29

DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>

Қабылданды: 31.01.2024.

Мақұлданды: 10.04.2024.

Жарияланды: 30.06.2024.

Түпнұсқа зерттеу

Маңғышлақ жоғары тұтқырлы мұнайларының реологиялық сипаттамаларын зерттеу

О.Б. Саенко, Б.С. Серкебаева, Е.О. Аяпбергенов

ҚМГ Инжиниринг «ҚазНИПИмұнайгаз» филиалы, Ақтау қаласы, Қазақстан

АННОТАЦИЯ

Негіздеу. Жеңіл мұнайдың белсенді қорларының сарқылуына байланысты жыл сайын ауыр әрі тұтқырлы мұнай кен орындарын игеру тиімділігін арттыру өзекті болып келеді. Қабат мұнайының қарқындылығын арттыру технологияларын жетілдіру мақсатында жоғары тұтқырлы мұнайдың қасиеттерін неғұрлым терең зерттеу қажеттілігі туындайды.

Мақсаты. Батыс Қазақстан тұтқырлығы жоғары мұнайларының реологиялық қасиеттерін олардың физика-химиялық сипаттамаларын және жоғары молекулярлық қосылыстарының құрамын анықтау арқылы зерттеу.

Материалдар мен әдістер. Зерттеу объектілері ретінде Батыс Қазақстан Қаражанбас, Солтүстік Бозашы және Жалғызтөбе кен орындарының мұнайы таңдалды. Қойылған міндеттерді шешу үшін зертханалық зерттеулер химиялық және физика-химиялық талдаулардың заманауи әдістерін қолдана отырып жүргізілді.

Нәтижелері. Бұл мақалада Батыс Қазақстан кен орындары негізінде құрамындағы судың мөлшері әртүрлі ауыр әрі жоғары тұтқырлы мұнайлардың тығыздығын, тұтқырлығын, құрамындағы асфальтенді-шайырлы-парафинді заттардың мөлшерін өзара салыстырумен қатар реологиялық сипаттамаларын анықтаудың зертханалық зерттеулер нәтижелерін келтірілген. Ньютонды емес қасиеттердің пайда болуына температуралық шектердің және құрамындағы су мөлшерінің әсері анықталды.

Қорытынды.

Құрамындағы судың мөлшері әртүрлі тұтқырлығы жоғары ауыр мұнайлардың реологиялық тұрысы айқын псевдопластикалық сұйықтықтардың қасиеттерін көрсетеді, дегенмен, құрамындағы байланысқан судың мөлшері 50 %-дан астам болған жағдайда анағұрлым айқын ньютонды емес қасиеттер көрсетеді. Батыс Қазақстан мұнайларының ньютонды емес қасиеттері құрамындағы жоғары молекулярлық компоненттердің жоғары болуымен айқындалады. Алынған нәтижелер тұтқырлығы жоғары ауыр мұнайларды жинау әрі тасымалдаудың гидродинамикалық және технологиялық жүйесі үшін композициялық модельдерді жасау кезінде практикалық маңызы зор.

Негізгі сөздер: реологиялық зерттеулер, ньютонды емес сұйықтық, динамикалық тұтқырлық, жылжу градиенті, жылжу кернеуі, жоғары тұтқырлы мұнай, асфальтенді-шайырлы-парафинді заттар.

Дәйексөз келтіру үшін:

Саенко О.Б., Серкебаева Б.С., Аяпбергенов Е.О. Маңғышлақ жоғары тұтқырлы мұнайларының реологиялық сипаттамаларын зерттеу // Қазақстанның мұнай-газ саласының хабаршысы. 2024. 6 том, №2. 88–98 б. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi108716>.

Введение

В Западном Казахстане имеется значительное число месторождений высоковязкой и тяжёлой нефти с плотностью более $0,895 \text{ г/см}^3$, которые, согласно классификации, относятся к группе битуминозных [1–4]. Такая нефть, как правило, содержится в горизонтах, залегающих на небольших глубинах (400–700 м) [9], где пластовые температуры составляют $30\text{--}35^\circ\text{C}$. Характерной особенностью является низкое газосодержание $8\text{--}12 \text{ м}^3/\text{т}$, малое количество лёгкой фракции, значительное содержание смолисто-асфальтеновых веществ (далее – САВ), обуславливающее высокую плотность. Вязкость тяжёлой нефти носит аномальный характер [5–7]. При достижении критической концентрации САВ наступает резкое изменение реологических свойств, начинают в значительной мере проявляться структурно-механические свойства, что объясняется межмолекулярными взаимодействиями САВ с другими молекулами нефтяной дисперсной системы [3, 4, 8, 9].

Проведенные ранее лабораторные исследования тяжёлой нефти месторождения Каражанбас позволили установить неньютоновские свойства в области температур ниже 50°C . Также было отмечено существенное различие в значениях вязкости при температуре $20\text{--}30^\circ\text{C}$ для разных скважин в пределах месторождения [3, 6, 7, 11].

Высокая вязкость создаёт определённые сложности при добыче, сборе и подготовке высоковязкой нефти и требует особых подходов при эксплуатации таких месторождений. Основными методами освоения вязкой нефти в мировой практике являются термические, газовые, химические и физические [10].

На месторождениях Западного Казахстана применяются паротепловое воздействие (месторождение Каражанбас), закачка горячей воды с температурой 90°C и 120°C и полимерное заводнение (месторождение Северные Бузачи). Для повышения нефтеотдачи активно проводятся опытно-промышленные испытания различных современных технологий, оценка эффективности которых осуществляется с применением гидродинамического моделирования. Повышение достоверности расчётов обеспечивается проведением расширенного комплекса лабораторных исследований по определению физико-химических свойств рабочего агента, пластовой и дегазированной нефти. Реологическое поведение нефти в пластовых и поверхностных условиях требует детального изучения в широком диапазоне температур.

Наряду с нефтью месторождения Каражанбас определённый интерес представляют такие месторождения Западного Казахстана, как Северные Бузачи и Жалгызтобе, нефть

которых также относится к высоковязким, плотным, смолистым и малопарафинистым, с невысоким выходом светлых фракций. Учитывая стадию разработки месторождений, важно понимать, как зависит реологическая характеристика нефти от обводнённости.

Экспериментальная часть

Для проведения экспериментов была отобрана и изучена нефть месторождений Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгызтобе. Изначально определены физико-химические свойства нефти данных месторождений.

Плотность и кинематическая вязкость нефти определены по СТ РК ASTM D 7042. Сущность метода заключается в определении динамической вязкости и плотности жидких прозрачных и непрозрачных нефтепродуктов и сырой нефти. Кинематическая вязкость рассчитывается делением измеренной динамической вязкости на плотность жидкости, полученной при той же температуре испытания. Испытательная проба помещается в измерительные ячейки, находящиеся при тщательно контролируемой и известной температуре. Измерительные контейнеры состоят из пары коаксиальных цилиндров и качающейся U-образной трубки. Динамическая вязкость определяется при уравновешенной скорости вращения внутреннего цилиндра под давлением сдвига испытываемой пробы и индукционного тормоза в совокупности со скорректированными данными. Плотность определяется частотой раскачивания U-образной трубки в совокупности со скорректированными данными. Кинематическая вязкость рассчитывается как частное от деления динамической вязкости на плотность.

Температура застывания определена по ГОСТ 20287-91 (метод Б), сущность которого заключается в предварительном нагревании образца испытуемого нефтепродукта с последующим охлаждением его с заданной скоростью до температуры, при которой образец остаётся неподвижным. Указанную температуру принимают за температуру застывания. Наиболее низкую температуру, при которой наблюдается движение нефтепродуктов в условиях испытания, принимают за температуру текучести.

Содержание парафинов, смол и асфальтенов определялось по ГОСТ 11851-85 (метод А), заключающемся в предварительном удалении асфальтенов и смол из нефти, их экстракции и адсорбции и последующем выделении парафина смесью ацетона и толуола при температуре -20°C .

Реологические свойства нефти изучены на автоматическом реометре Physica MCR 702, Anton Paar (Австрия). Прибор отличается

высокой точностью при изучении свойств различных неньютоновских жидкостей, а также предусматривает встроенный термостат на элементах Пельтье для обеспечения устойчивой температуры изучаемой среды. Сущность метода заключается в изучении взаимосвязи между силами, действующими на исследуемую нефть, и вызванными этими силами деформациями. Проводимые исследования направлены на изучение влияния таких факторов, как напряжение сдвига, скорость деформации и состав среды, на реологическое поведение нефти. Полученные результаты физико-химических свойств представлены в табл. 1.

Как видно из представленных данных, нефть месторождений Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгызтобе близка по плотности и содержанию асфальтосмолопарафиновых веществ (далее – АСПВ). Нефть данных месторождений характеризуется высоким содержанием смол (порядка 18%) и асфальтенов (3–5%). Содержание парафинов относительно невысокое – 2–3%, что обуславливает отрицательную температуру застывания от -16°C до -21°C.

На рис. 1–3 представлены зависимости динамической вязкости от температуры для нефти разных скважин месторождений Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгызтобе.

Общий характер кривой зависимости вязкости от температуры для высоковязкой тяжелой нефти разных месторождений одинаков. Как видно из результатов исследований, у высоковязкой смолистой нефти месторождений Западного Казахстана резкое увеличение вязкости в рассматриваемом температурном интервале наблюдается при снижении температуры от 60°C до 20°C. С повышением температуры выше 60°C снижение вязкости становится незначительным.

Из представленных данных видно, что, по аналогии с месторождением Каражанбас, вязкость высоковязкой нефти месторождений Северные Бузачи и Жалгызтобе для разных скважин в пределах одного месторождения, несмотря на близкий состав по содержанию АСПВ, может существенно различаться при снижении температуры до 20–30°C. Сопоставление вязкости разных скважин с плотностью показывает, что при заданной температуре вязкость растёт с повышением плотности нефти. Данная тенденция характерна для каждого рассмотренного месторождения (рис. 4–6).

На рис. 7–9 представлены результаты определения динамической вязкости при температуре 20°C и содержания АСПВ в нефти разных скважин месторождений Каражанбас, Северные Бузачи и Жалгызтобе.

Как видно из представленных графиков (рис. 7–9), чёткой зависимости между значениями вязкости и содержанием смол, асфальтенов и парафинов в нефти всех трёх рассматриваемых месторождений не выявлено.

Для понимания причин различия плотности и вязкости нефти скважин в пределах одного месторождения при близких значениях содержания смол, асфальтенов и парафинов необходимо в дальнейшем изучение группового углеводородного состава с применением современных методов, таких как ИК-спектрометрия Фурье, SARA анализ и другие, дающих более детальное представление о составе тяжелой высоковязкой нефти.

В ходе изучения аномально-вязкостных свойств нефти месторождений Мангышлака для выявления температурного интервала, где проявляются неньютоновские свойства тяжелой нефти, были проведены лабораторные исследования по определению характе-

Таблица 1. Основные свойства высоковязкой нефти в среднем по месторождениям Мангышлака
Table 1. Basic average properties of high-viscosity oils from Mangyshlak fields

Место-рождение Field	Плотность при 20°C, г/см ³ Density at 20°C, g/cm ³	Кинематическая вязкость при 20°C, мм ² /с Kinematic viscosity at 20°C, mm ² /s	Температура застывания, °C Pour point, °C	Содержание, % масс. Content, wt. %			АСПВ в сумме в среднем ARPS in total on average
				парафины paraffins	смолы resins	асфальтены asphaltenes	
Каражанбас Karazhanbas	0,9323–0,9450	557,7–1458,3	-16	2,7–3,9	17,1–18,9	3,2–3,9	24,9
Северные Бузачи Northern Buzachi	0,9335–0,9491	625,2–1662,8	-21	1,9–3,1	17,6–18,4	4,1–4,9	25,0
Жалгызтобе Zhalgyztoobe	0,9440–0,9496	1379,9–2132,7	-20	3,0–3,3	16,7–18,7	3,7–4,1	24,8

ARPS – asphalt-resin-paraffin substances

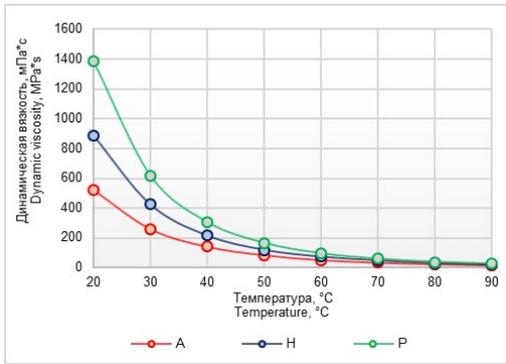


Рисунок 1. Зависимость динамической вязкости от температуры нефти месторождения Каражанбас
Figure 1. Dependence of dynamic viscosity on temperature of oil from the Karazhanbas field

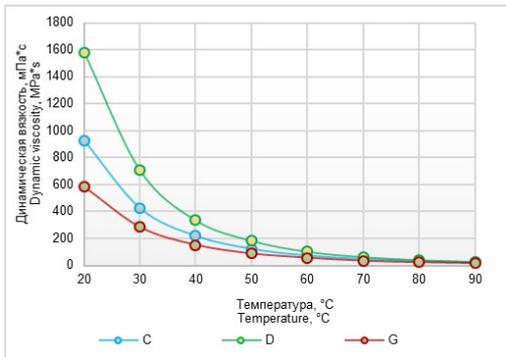


Рисунок 2. Зависимость динамической вязкости от температуры нефти месторождения Северные Бузачи
Figure 2. Dependence of dynamic viscosity on temperature of oil from the Northern Buzachi field

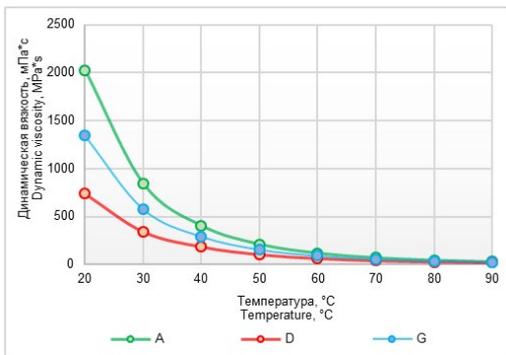


Рисунок 3. Зависимость динамической вязкости от температуры нефти месторождения Жалгызтобе
Figure 3. Dependence of dynamic viscosity on temperature of oil from the Zhalgызтобе field

ра изменения реологической кривой течения нефти месторождений Северные Бузачи и Каражанбас при различных температурах (0°C, 30°C и 50°C) с помощью измерений на автоматическом реометре MCR 702, который позволяет выполнять широкий диапазон статических и динамических тестов как в режиме контролируемого напряжения, так и в режиме контроля скорости сдвига. Скорость сдвига изменялась от 0,1 до 100 с⁻¹.

Экспериментальные исследования проводились как для безводной нефти, так и для нефти с содержанием воды. При приготовлении нефтяных эмульсий с различной обводненностью было установлено, что в нефти месторождений Северные Бузачи и Каражанбас максимальное содержание связанной воды составляет 60% и 70% соответственно.

Опытные значения измерений напряжений сдвига при разных скоростях сдвига представлены на рис. 10–12 для нефти месторождения Северные Бузачи и на рис. 13–15 для нефти месторождения Каражанбас.

Обсуждение результатов

Анализируя полученные результаты по исследованию реологического поведения высоковязкой тяжёлой нефти с разной обводненностью, необходимо отметить, что при пластовых значениях температуры 30°C и ниже нефтяная эмульсия месторождений Северные Бузачи и Каражанбас проявляет выраженные свойства псевдопластичной жидкости (рис. 10–15). Наиболее ярко неньютоновские свойства проявляются при высоком содержании связанной воды (более 50%). Выраженность неньютоновских свойств нефти Западного Казахстана обусловлена повышенным содержанием высокомолекулярных компонентов: асфальтенов, смол и парафинов. Образование структурированных систем из частиц смол и асфальтенов наблюдается при течении со сравнительно низкими скоростями сдвига. По полученным результатам при пластовой температуре 30°C для водонефтяных эмульсий, по сравнению с безводной нефтью месторождений Северные Бузачи и Каражанбас, требуется значительно более высокое напряжение сдвига. При уменьшении содержания связанной воды и с увеличением температуры кривые течения нефти ближе к ньютоновским жидкостям.

Проявление тяжёлой нефтью аномалий вязкости приводит к различным осложнениям при разработке месторождения: возрастает неравномерность продвижения нефти на различных участках пласта, увеличивается количество попутно-добываемой воды в составе добываемого флюида, уменьшается охват пласта фильтрацией и вытеснением. Несмотря

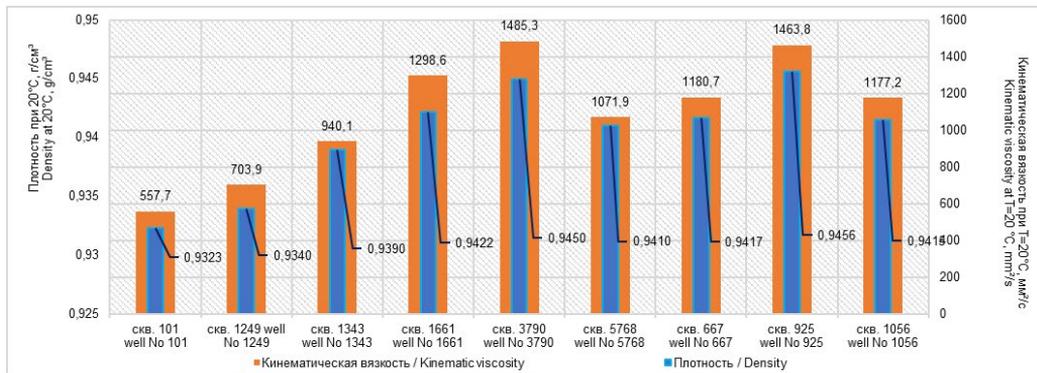


Рисунок 4. Сопоставление вязкости нефти с плотностью месторождения Каражанбас
Figure 4. Comparison of the Karazhanbas field oil's viscosity and density

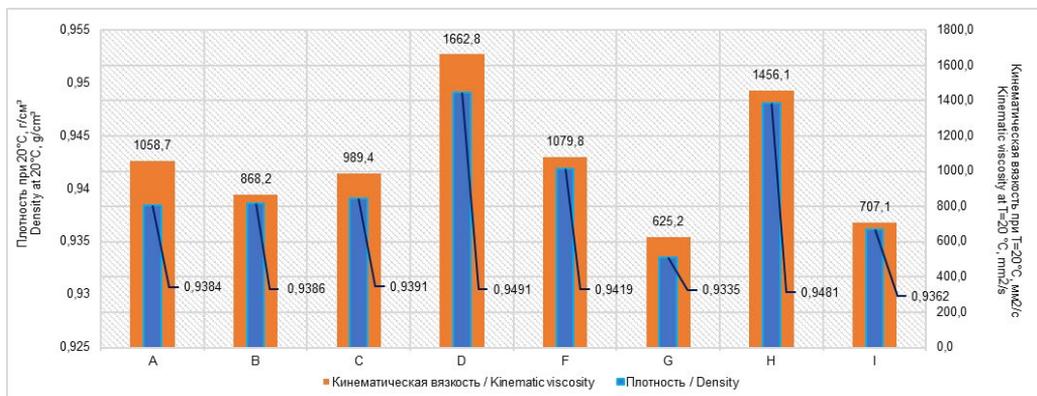


Рисунок 5. Сопоставление вязкости нефти с плотностью месторождения Северные Бузачи
Figure 5. Comparison of the Northern Buzachi oil's viscosity and density

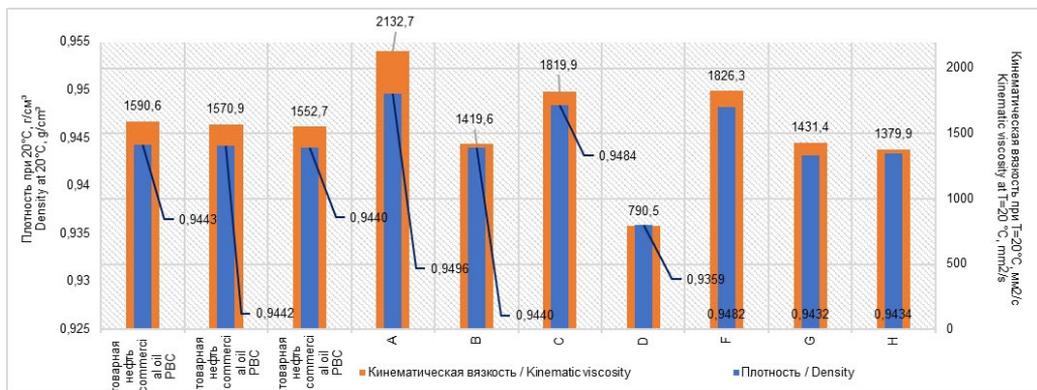


Рисунок 6. Сопоставление вязкости нефти с плотностью месторождения Жалгызтобе
Figure 6. Comparison of the Zhalgызtobe oil's viscosity and density

на отрицательные температуры застывания, для смолистой нефти также имеет место проблема транспорта.

Полученные результаты имеют практический интерес. При создании композиционной модели для использования в гид-

родинамической модели и технологическом моделировании системы сбора и транспорта тяжелой высоковязкой нефти необходимо учитывать реологические характеристики нефти конкретного месторождения.

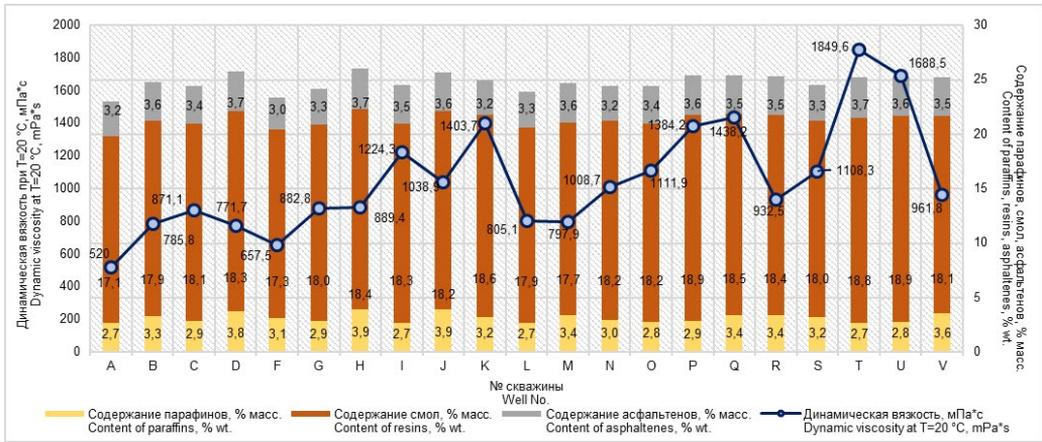


Рисунок 7. Сопоставление вязкости нефти с содержанием АСПВ на примере нефти скважин месторождения Каражанбас
Figure 7. Comparison of oil viscosity and ARPS content using the oil sample from the Karazhanbas wells

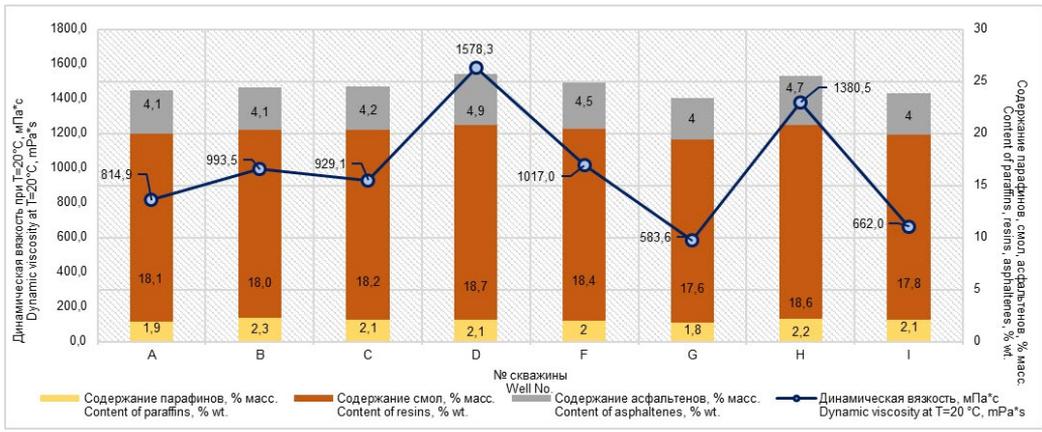


Рисунок 8. Сопоставление вязкости нефти с содержанием АСПВ на примере нефти скважин месторождения Северные Бузачи
Figure 8. Comparison of oil viscosity and ARPS content using the oil sample from the Northern Buzachi wells

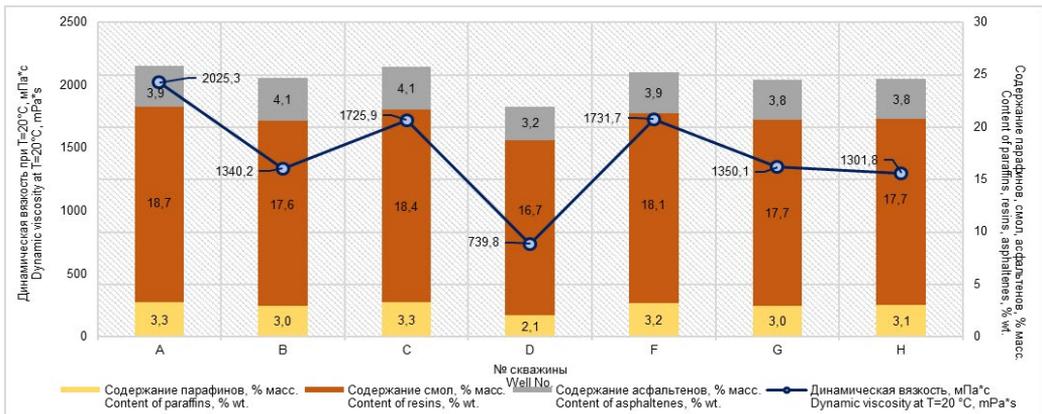


Рисунок 9. Сопоставление вязкости нефти с содержанием АСПВ на примере нефти скважин месторождения Жалгызтобе
Figure 9. Comparison of oil viscosity and ARPS content using the oil sample Zhalgызtobe wells

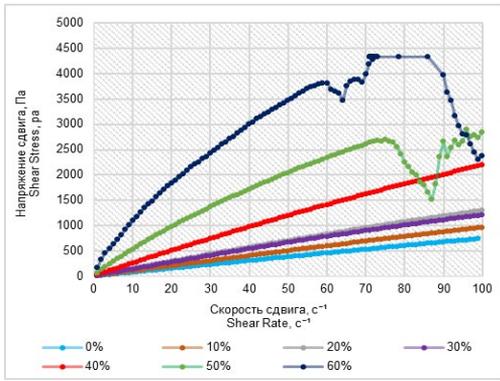


Рисунок 10. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Северные Бузачи при T = 0°C
Figure 10. Dependence of shear stress on shear rate of the Northern Buzachi field at T = 0°C

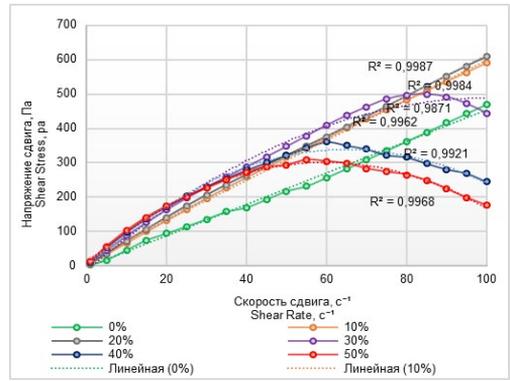


Рисунок 13. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Каражанбас при T = 0°C
Figure 13. Dependence of shear stress on shear rate of the Karazhanbas field at T = 0°C

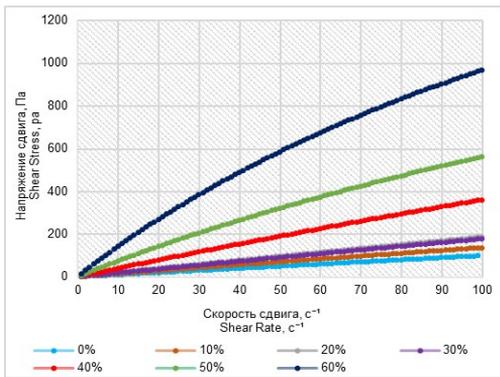


Рисунок 11. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Северные Бузачи при T = 30°C
Figure 11. Dependence of shear stress on shear rate of the Northern Buzachi field at T = 30°C

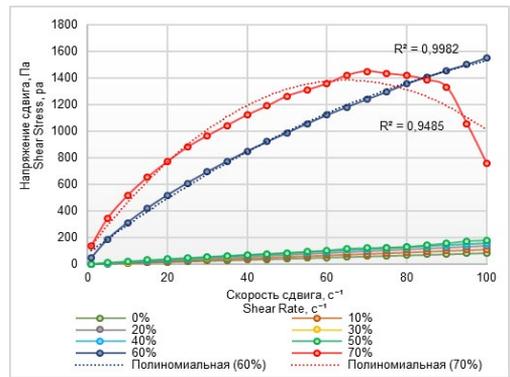


Рисунок 14. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Каражанбас при T = 30°C
Figure 14. Dependence of shear stress on shear rate of the Karazhanbas field at T = 30°C

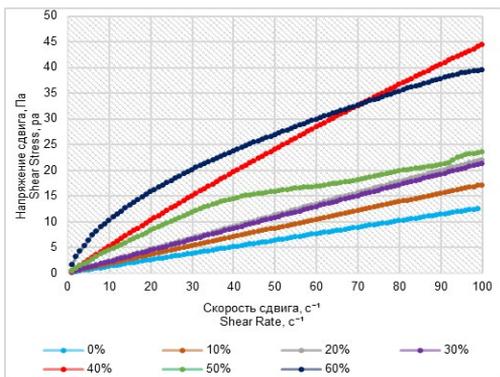


Рисунок 12. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Северные Бузачи при T = 50°C
Figure 12. Dependence of shear stress on shear rate of the Northern Buzachi field at T = 50°C

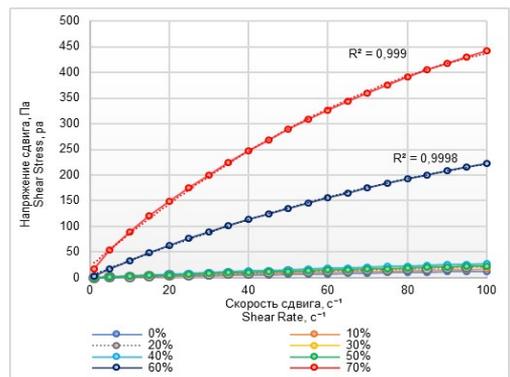


Рисунок 15. Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига месторождения Каражанбас при T = 50°C
Figure 15. Dependence of shear stress on shear rate of the Karazhanbas field at T = 50°C

ДОПОЛНИТЕЛЬНО

Источник финансирования. Авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования при проведении исследования.

Конфликт интересов. Авторы декларируют отсутствие явных и потенциальных конфликтов интересов, связанных с публикацией настоящей статьи.

Вклад авторов. Все авторы подтверждают соответствие своего авторства международным критериям ICMJE (все авторы внесли существенный вклад в разработку концепции, проведение исследования и подготовку статьи, прочли и одобрили финальную версию перед публикацией). Наибольший вклад распределён следующим образом Саенко О.Б. – генерация идеи исследования, постановка задач, редактирование рукописи, Секребаева Б.С. – детальный анализ, проведение исследований, интерпретация и систематизация результатов, написание рукописи, Аяпбергенов Е.О. – анализ и проверка результатов исследований, написание и редактирование рукописи.

ADDITIONAL INFORMATION

Funding source. This study was not supported by any external sources of funding.

Competing interests. The authors declare that they have no competing interests.

Authors' contribution. All authors made a substantial contribution to the conception of the work, acquisition, analysis, interpretation of data for the work, drafting and revising the work, final approval of the version to be published and agree to be accountable for all aspects of the work. The greatest contribution is distributed as follows: Olga B. Sayenko – generating research ideas, setting objectives, editing the manuscript; Bazargul S. Serkebayeva – detailed analysis, conducting research, interpretation and systematization of results, writing the manuscript; Yerbolat O. Ayapbergenov – analysis and verification of research results, writing and editing of the manuscript.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шайдаков В.В., Голубев М.В., Хазиев Н.Н., и др. Физико-химическое воздействие на добываемую продукцию нефтяных скважин // Нефтегазовое дело. 2004. №1. С. 10–13.
2. Надиров Н.К. Высоковязкие нефти и природные битумы (История. Бассейны. Свойства). Алматы : Гылым, 2001. Том 1. 256 с.
3. Серкебаева С.Б. Исследование реологических параметров мангышлакской нефти для трубопроводной транспортировки // Сборник статей международной научной конференции «Ньютоновские системы в нефтегазовой отрасли»; 2013; Баку. С. 229.
4. Мусабаев Т.Т., Смагулов Б.А. Состояние и перспективы развития минерально-сырьевой базы Республики Казахстан // Горный журнал Казахстана. 2014. № 1. С. 11–15.
5. Мамахатов Т.М. Прогноз развития нетрадиционных источников углеводородов в мировой энергетике // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2012. № 3. С. 149–154.
6. Есполов И.Т., Аяпбергенов Е.О., Серкебаева С.Б. Особенности реологических свойств высоковязкой нефти при транспортировке по трубопроводу // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2016. №3. С. 35–39.
7. Саенко О.Б., Посевич А.Г., Лозовая С.В., Бабаев Д. Особенности реологических свойств высоковязких нефтей // Сборник трудов АО «НИПИнефтегаз» «Проблемы нефтегазовой отрасли Республики Казахстан и научный подход к их решению»; Актау, 2015. Вып. 2. С. 153–159.
8. Mullins O.C. The asphaltenes // Annual Review of Analytical Chemistry. 2008. Vol. 4. P. 393–418. doi:10.1146/annurev-anchem-061010-113849.
9. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжёлых нефтей и природных битумов. Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2013. 484 с.
10. Шуханова Ж.К., Орынгожин Е.С. Месторождения битуминозных пород в Казахстане // Вестник КазНТУ. 2014. № 1(101). С. 7–9.
11. Саенко О.Б., Рылеев А.А., Лозовая С.В. Изучение свойств нефтей Мангистауского региона и выбор вариантов транспортировки // Сборник трудов АО «НИПИнефтегаз» «Актуальные вопросы нефтегазовой отрасли»; Актау, 2016. Вып. 3. С. 117–126.

REFERENCES

1. Shaydakov VV, Golubev MV, Khaziyev NN, et al. Fiziko-khimicheskoye vozdeystviye na dobyvaemyuyu produktsiyu neftyanykh skvazhin. *Neftegazovoe delo*. 2004;1:10–13. (In Russ).
2. Nadirov NK. *Vysokovyazkiye nefiti i prirodnye bitумы (Istoriya. Basseyny. Svoystva)*. Almaty: Gylym; 2001. Iss.1. 256 p. (In Russ).

3. Serkebayeva S.B. Issledovaniye reologicheskikh parametrov mangyshlakskey nefi dlya truboprovodnoy transportirovki. Sbornik statey mezhdunarodnoy nauchnoy konferentsii «Nen'yutonovskie sistemy v neftegazovoy otrasli»; 2013; Baku. P. 229. (In Russ).
4. Musabayev TT, Smagulov BA. Sostoyaniye i perspektivy razvitiya mineral'no-syr'evoy bazy Respubliki Kazakhstan. *Gornyy zhurnal Kazakhstana*. 2014;1:11–15. (In Russ).
5. Mamakhatov TM. Prognoz razvitiya netraditsionnykh istochnikov uglevodorodov v mirovoy energetike. *Interekspo Geo-Sibir'*. 2012;3:149–154. (In Russ).
6. Espolov IT, Ayapbergenov EO, Serkebayeva BS. Features of rheological properties of high-viscosity oil at transportation on the pipeline. *THNP*. 2016;3:35–39.
7. Sayenko OB, Posevich AG, Lozovaya SV, Babaev D. Osobennosti reologicheskikh svoystv vysokovyazkikh neftey. Sbornik trudov AO «NIPIneftegaz» «Problemy neftegazovoy otrasli Respubliki Kazakhstan i nauchnyy podkhod k ikh resheniyu». Aktau; 2015. Iss. 2. P. 153–159. (In Russ).
8. Mullins OC. The asphaltenes. *Annual Review of Analytical Chemistry*. 2008;4:393–418. doi:10.1146/annurev-anchem-061010-113849.
9. Lipayev AA. Razrabotka mestorozhdeniy tyazhyolykh neftey i prirodnykh bitumov. Izhevsk: Institute of Computer Science; 2013. 484 p. (In Russ).
10. Shuhanova ZK, Oringoshen ES. Bituminous deposits in Kazakhstan. *Vestnik KazNTU*. 2014;1(101):7–9.
11. Sayenko OB, Ryleyev AA, Lozovaya SV. Izucheniye svoystv neftey Mangistauskogo regiona i vybor variantov transportirovki. Sbornik trudov AO «NIPIneftegaz» «Aktual'nye voprosy neftegazovoy otrasli»; Aktau, 2016. Iss. 3. P. 117–126. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

***Саенко Ольга Бертовна**

e-mail: o.sayenko@kmge.kz.

Серкебаева Базаргуль Серкебаевна

ORCID [0000-0002-0288-7210](https://orcid.org/0000-0002-0288-7210)

e-mail: b.serkebayeva@kmge.kz.

Аяпберенов Ерболат Озарбаевич

ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)

eLIBRARY SPIN-код 8911-5755

e-mail: e.ayapbergenov@kmge.kz.

AUTHORS' INFO

***Olga B. Sayenko**

e-mail: o.sayenko@kmge.kz.

Bazargul S. Serkebayeva

ORCID [0000-0002-0288-7210](https://orcid.org/0000-0002-0288-7210)

e-mail: b.serkebayeva@kmge.kz.

Yerbolat O. Ayapbergenov

ORCID [0000-0003-3133-222X](https://orcid.org/0000-0003-3133-222X)

eLIBRARY SPIN code 8911-5755

e-mail: e.ayapbergenov@kmge.kz.

*Автор, ответственный за переписку/Corresponding Author