

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.165-182>

EDN ESEHPR

УДК 665.61.03.001

К вопросу лабораторной оценки свойств нефти после закачки растворителя

Захарова Е.Ф., Саяхов В.А., Шайхразиева Л.Р.,

Садреева Р.Х., Шайдуллин Л.К.

Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

Some questions of laboratory assessment of changes in the properties of bituminous oil after solvent injection into steam cycle wells

E.F. Zakharova, V.A. Sayakhov, L.R. Shaikhrazieva,

R.H. Sadreeva, L.K. Shaidullin

Almetyevsk State Oil Institute, Almetyevsk, Russia

E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Аннотация. Разработка трудноизвлекаемых запасов нефти является актуальной проблемой, требующей внимания. Одним из методов решения данной проблемы является использование комплексного метода воздействия на призабойную зону скважины. Для анализируемого объекта предложена технология, основанная на тепловом и химическом воздействии, а именно комбинированная закачка пара с растворителем. В статье приведены результаты лабораторных исследований проб битуминозной нефти до и после закачки растворителя в пароциклические скважины.

Ключевые слова: *сверхвязкая нефть; хроматография; термогравиметрия; оптические методы исследования; снижение вязкости нефти; термические методы воздействия*

Для цитирования: Захарова Е.Ф., Саяхов В.А., Шайхразиева Л.Р., Садреева Р.Х., Шайдуллин Л.К. К вопросу лабораторной оценки свойств нефти после закачки растворителя//Нефтяная провинция.-2022.-№4(32).-С.165-182. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.165-182>. - EDN ESEHPR

Abstract. The development of hard-to-recover oil reserves is an urgent problem that requires attention. One of the methods for solving this problem is the use of a complex method of influencing the bottomhole zone of the well. For the analyzed object, a technology is

proposed based on thermal and chemical effects, namely, the injection of steam together with the solvent. The article presents the results of laboratory studies of bituminous oil samples before and after solvent injection into procyclic wells.

Key words: *extra-heavy oil; chromatography; thermogravimetry; optical research methods; reduction of oil viscosity; thermal methods of stimulation*

For citation: E.F. Zakharova, V.A. Sayakhov, L.R. Shaikhrazieva, R.H. Sadreeva, L.K. Shaidullin K voprosu laboratornoj ocenki svojstv nefti posle zakachki rastvoritelja [Some questions of laboratory assessment of changes in the properties of bituminous oil after solvent injection into steam cycle wells]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(32), 2022. pp. 165-182. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.165-182>. EDN ESEHPR (in Russian)

Введение

В настоящее время продуктивность нефтедобывающих скважин в процессе эксплуатации любых месторождений неуклонно снижается. Поиск решения данной проблемы является одной из наиболее актуальных и приоритетных задач нефтегазовой отрасли.

Одним из возможных подходов при решении указанных задач является применение комплексного метода воздействия на призабойную зону скважины. Успешно могут быть использованы для этих целей методы влияния на физические свойства нефти, которые применимы при разработке месторождений сверхвязких нефтей. Среди них термические методы воздействия способны обеспечить необходимую подвижность нефти в пласте, которая при естественных температурных условиях затруднительна. Пароциклический способ воздействия паром с закачкой композиции растворителя приводит к снижению вязкости нефти и улучшает её вытеснение из пласта-коллектора. Реакция пласта на циклическую закачку пара в значительной степени зависит от типа коллектора [1].

Краткая характеристика объекта

В качестве основного объекта исследования выбраны нефтенасыщенные пласты битуминозной нефти одного из месторождений в Республике Татарстан.

Анализируемое месторождение расположено на территории Черемшанского и Альметьевского районов Республики Татарстан. Промышленные скопления углеводородов на месторождении приурочены к каширским, верейским, башкирским, тульским, бобриковским, турнейским отложениям среднего и нижнего карбона, кыновским и пашийским отложениям верхнего девона [2].

На пароциклических скважинах анализируемого месторождения применена предложенная в период выполнения проекта с федеральной поддержкой ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» и ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина технология, основанная на тепловом и химическом воздействии, а именно закачке пара вместе с растворителем РТНН-7, представляющем собой композиционную смесь из промышленного растворителя, толуола с добавлением нефраса и поверхностно-активных веществ [3-6].

При реализации технологии в скважины осуществляется циклическая закачка пара и оторочек растворителя. Применение растворителя способствует доотмыву битуминозной нефти и, следовательно, увеличению коэффициента вытеснения битуминозной нефти.

Для определения влияния предложенной технологии на свойства добываемой нефти авторами настоящей работы выполнены лабораторные исследования [7] проб битуминозной нефти, отобранной с одной из скважин, до и после закачки в скважины пара вместе с композиционным растворителем РТНН-7.

Виды исследований и используемое оборудование

Исследования выполнены с использованием современного лабораторного оборудования. В статье приведены результаты экспериментов по четырем направлениям анализа: термогравиметрия, хроматография, спектрофотометрия и реология.

Из научно-технической литературы известно, что термогравиметри-

ческий анализ (ТГА) – это метод [8], в котором масса вещества измеряется как функция температуры и/или времени, при этом образец нагревается по определенной температурной программе при контролируемых атмосферных условиях.

Эксперименты по определению изменения состава образцов нефти проводились на прецизионном термогравиметре TG209 F1 Libra (Netzsch GmbH), который предварительно прогревался в течение одной недели для достижения стабильного сигнала от термомикровесов. Исследования с применением ТГА проводились при динамическом нагреве в атмосферных условиях (1 атм) до 700 °С в корундовых тиглях со скоростью 10 К/мин в атмосфере воздуха, скорость потока продувочного газа составляла 30 мл/мин (защита печи 45 мл/мин – азот). Анализируемая масса образцов нефти составляла от 9 до 11 мг.

Процесс окисления пробы нефти на ТГА сопряжен с несколькими стадиями: первая (до 111,2 °С) – испарение воды и легких компонентов, вторая – (от 111,2 до 380 °С) зона испарения легких углеводородов и зона НТО, третья – (от 380 до 500 °С) зона образования кокса (ОК), четвертая (от 500 до 700 °С) – зона высокотемпературного окисления (ВТО).

В пробе нефти (Рис. 1) содержится 47,37 % легких углеводородов, 13,75 % тяжелых компонентов, об этом свидетельствует потеря массы в зоне ВТО и в зоне образования топлива – 37,22 %.

В нефти, отобранной после закачки композиции растворителя содержится 41,99 % легких углеводородов, 13,18 % тяжелых компонентов, об этом свидетельствует потеря массы в зоне ВТО и в зоне образования топлива – 42,86 % (Рис. 2).

Анализ результатов термогравиметрических исследований позволил сделать следующие выводы:

- для пробы битуминозной нефти, полученной после применения технологии пароциклической закачки пара и растворителя РТНН-7, характерно повышение доли тяжелых углеводородных компонен-

тов C_{24} – C_{37} на 13,2 % в сравнении с пробой битуминозной нефти, отобранной до применения технологии. Композиция растворителя РТНН-7 позволила увеличить степень извлечения тяжелых углеводородных компонентов битуминозной нефти, предотвращая их осаждение в пластовой системе.

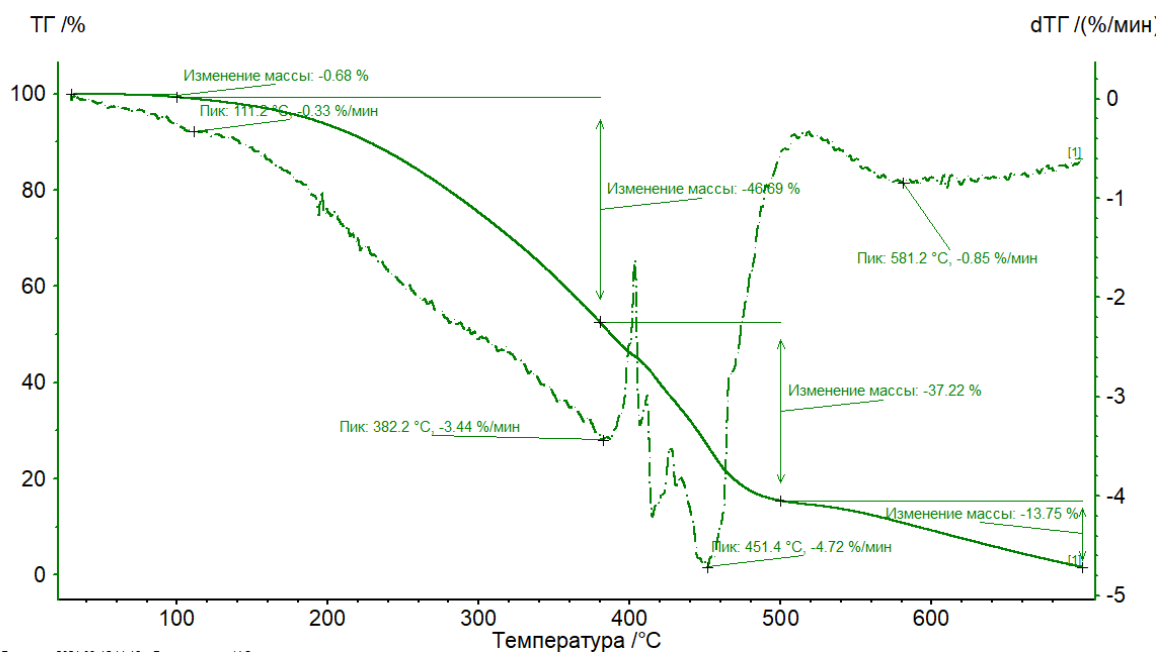


Рис. 1. ТГ-ДТГ кривая процесса окисления пробы нефти до применения технологии (дата отборы пробы – 23 августа 2021 г.)

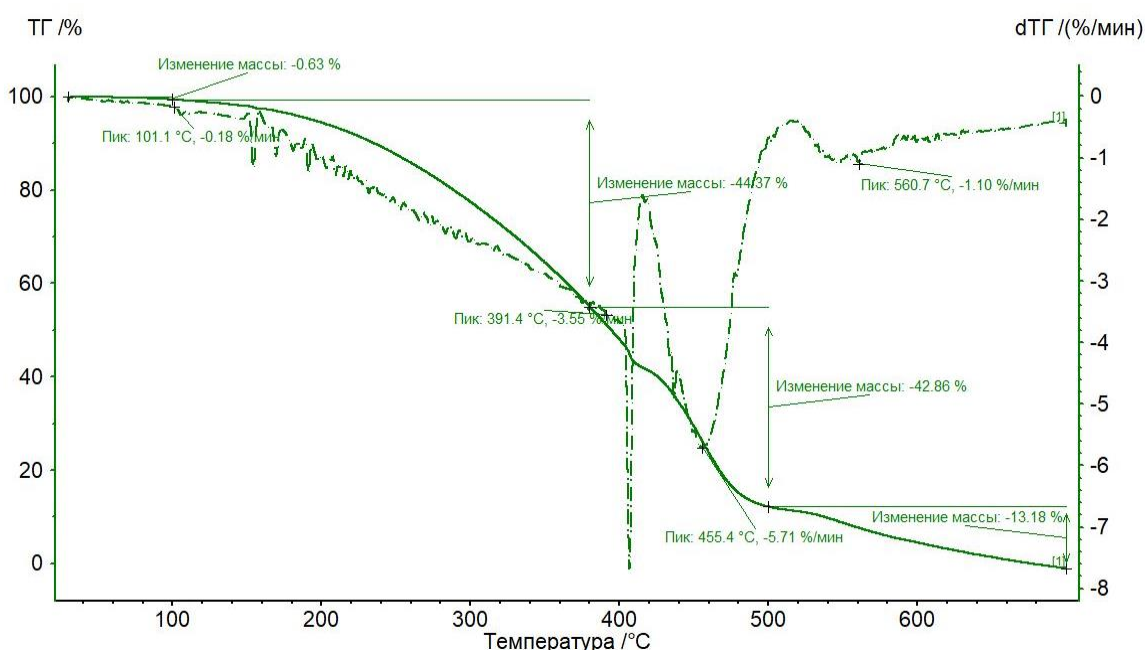


Рис. 2. ТГ-ДТГ кривая процесса окисления пробы нефти после применения технологии (дата отборы проб – 29 июня 2022 г.)

Совершенствование технологических процессов добычи и транспортировки нефти невозможно без фундаментальных знаний об особенностях реологического поведения нефти. Из многих параметров, характеризующих реологические свойства, на практике часто используют сведения о вязкости нефти. Это объясняется тем, что вязкость нефти наряду с проницаемостью коллектора определяет фильтрационные сопротивления и, следовательно, также оказывает влияние на дебиты скважин, плотность размещения добывающих скважин, масштабы применения методов воздействия на залежь с целью повышения нефтеотдачи пластов [9].

Известно, что реологические методы исследования, основанные на оценке изменения структурно-механических свойств нефти позволяют охарактеризовать поведение нефти при любых условиях напряженного состояния.

Для сравнения реологических свойств образцов нефти были проведены исследования изменения вязкости нефти от скорости сдвига при различных температурах, а также рассчитан индекс аномалии вязкости нефти $\theta = \eta_{max}/\eta_{min}$, характеризующий степень ассоциации молекул при изменении сдвиговых усилий.

Динамическая вязкость образцов определялась в лабораторных условиях на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1 с измерительной системой конус-пластина при температурах 10, 20, 50 и 80 °С, имитирующих изменения условий в пласте.

На рис. 3, 4 представлены результаты исследования реологических свойств битуминозной нефти скважины анализируемого месторождения с учетом проведения технологии.

Как видно из данных рис. 3 при всех исследуемых температурах эффективная вязкость зависит от скорости сдвига: при увеличении прилагаемого усилия значение вязкости снижается. Наибольшее снижение вязкости при увеличении скорости сдвига зафиксировано при температуре 10 °С:

снижение от 2457,1 до 1508,3 мПа·с. При дальнейшем последовательном увеличении температуры до 20, 50 и 80 °С диапазон изменения вязкости значительно снижается. Рассчитанное значение индекса аномалии вязкости при стандартных условиях составило 2,35.

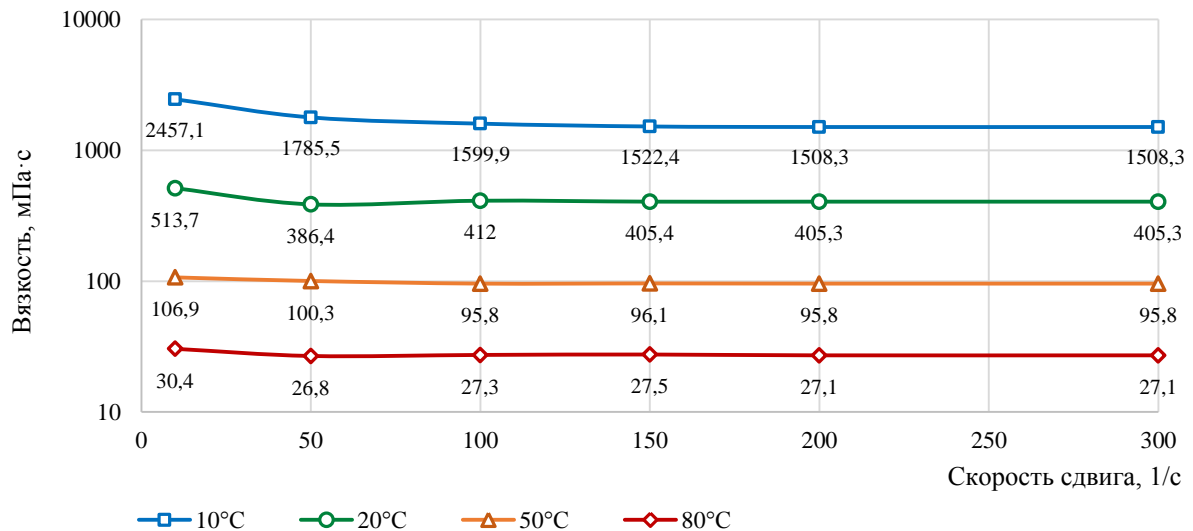


Рис. 3. Результаты исследований реологических свойств пробы нефти до проведения промысловых испытаний (дата отбора пробы - 23 августа 2021 г.)

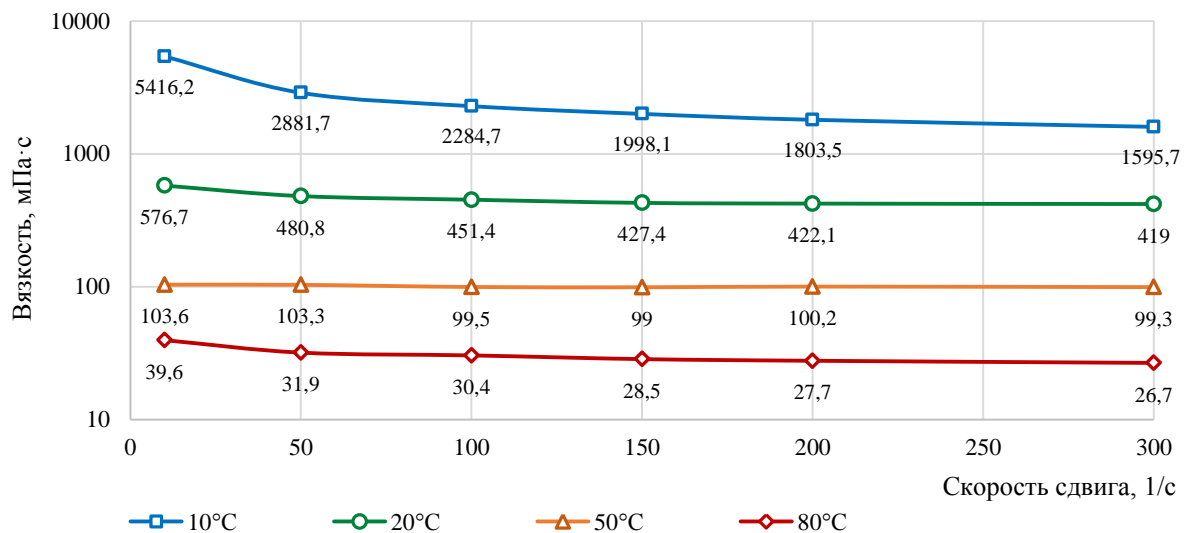


Рис. 4. Результаты исследований реологических свойств пробы нефти после теплового воздействия с закачкой растворителя (дата отбора пробы - 29 июня 2022 г.)

При всех исследуемых температурах (Рис. 4) эффективная вязкость зависит от скорости сдвига: при увеличении прилагаемого усилия значение вязкости снижается. Наибольшее снижение вязкости при увеличении ско-

рости сдвига зафиксировано при температуре 10 °С: снижение от 5416,2 до 1595,7 мПа·с. При дальнейшем последовательном увеличении температуры до 20, 50 и 80 °С диапазон изменения вязкости значительно снижается. Рассчитанное значение индекса аномалии вязкости для пробы нефти, отобранной при стандартных условиях после закачки растворителя, составило 1,99.

При экспериментах были измерены кривые течения в диапазоне изменения скоростей сдвига от 0 до 300 с⁻¹ при «прямом» и «обратном» ходе. Известно [10], что площадь петли гистерезиса, как и сами реологические кривые, зависит от скорости снятия кривых течения. По данным экспериментов отмечено, что только при температуре 10 °С кривая течения представляет собой отчетливую петлю гистерезиса.

Для исследуемых образцов нефти характерны тиксотропные свойства (Табл. 1), что является признаком большого содержания сложных структурных единиц (ССЕ), образованных высокомолекулярными парафинами и асфальтенами. Площадь такой петли пропорциональна энергии, необходимой для разрушения тиксотропной структуры, и значением этой площади можно охарактеризовать величину тиксотропности нефти.

Таблица 1

Реологические параметры проб битуминозной нефти

Дата отбора проб	Тип пробы	Температура, °С	Вязкость, мПа·с	τ_0 , Па	Тиксотропия, Па/с
23.08.2021 г.	До проведения промысловых испытаний	10	1508,3	3,51	8909,54
		20	385,0	2,24	341,50
		50	95,7	0,12	38,37
		80	27,1	-	9,48
29.06.2022 г.	После теплового воздействия с закачкой растворителя	10	1595,7	6,07	17212,10
		20	403,9	3,66	673,99
		50	98,4	0,24	65,02
		80	26,1	0,21	3,94

На рис. 5 показана зависимость логарифма динамической вязкости от температуры, построенная в координатах уравнения Аррениуса. Точка пе-

региба на кривых показывает наличие фазового перехода в нефтяной дисперсной системе (НДС).

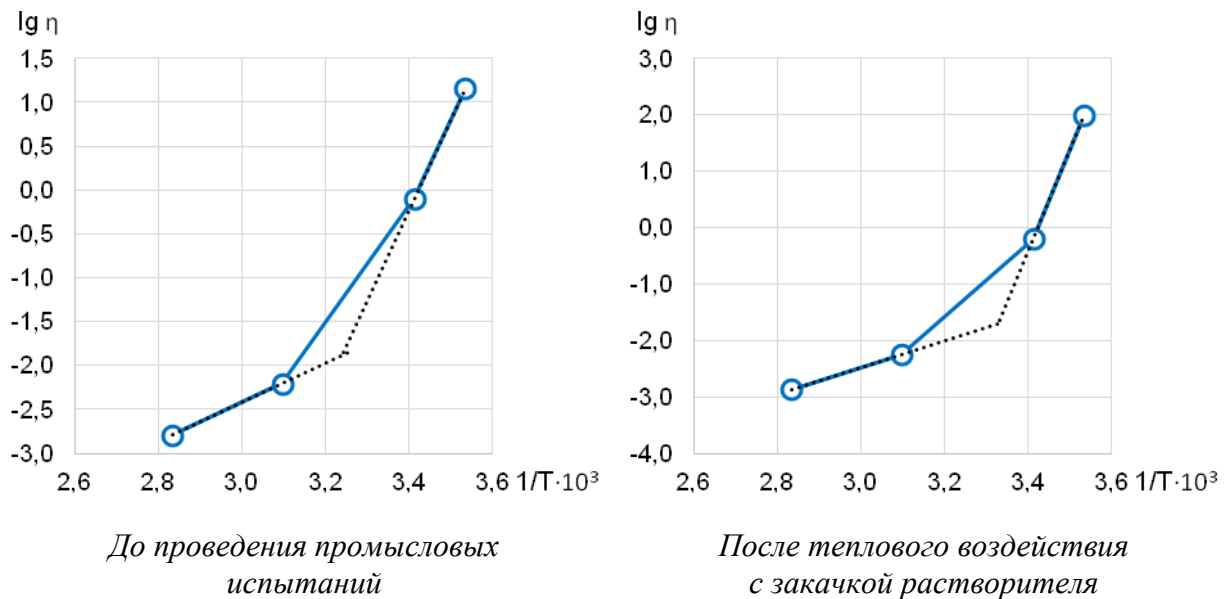


Рис. 5. Температурная зависимость вязкости пробы нефти в координатах уравнения Аррениуса

Для пробы нефти, отобранной до проведения промысловых испытаний, зависимость логарифма вязкости от обратной температуры имеет точку перегиба при температуре 35,6 °С, что соответствует температуре плавления *n*-алкана C₁₉H₄₀. После теплового воздействия с закачкой растворителя точка перегиба зафиксирована при температуре 27,3 °С, что соответствует температуре плавления *n*-алкана C₁₇H₃₆.

Энергия активации битуминозной нефти для исследуемой пробы составила (Табл. 2) 86,17 кДж/моль до температуры фазового перехода (ФП), а при более высоких температурах 18,6 кДж/моль. На основании этого было предположено, что образование структуры обусловлено большим количеством тяжелых алканов нормального строения, содержание которых в пробе нефти, отобранной до проведения промысловых испытаний, достигает 39,4 % (по результатам хроматографических исследований). Энергия активации пробы нефти, отобранной после теплового воздействия с закачкой растворителя на 75 % выше при температурах ниже температуры фазового перехода. Изменение данного показателя обусловлено повышением

содержания тяжелых алканов нормального строения (49 % по результатам хроматографических исследований).

Таблица 2

Энергия активации и фазовые переходы проб битуминозной нефти

Дата отбора проб	Тип пробы	Температура фазового перехода (T_c), °С	Энергия активации E_a , кДж/моль	
			До T_c	После T_c
23.08.2021 г.	До проведения промысловых испытаний	35,6	86,17	18,60
29.06.2022 г.	После теплового воздействия с закачкой растворителя	27,3	151,07	19,54

При повышении температуры выше температуры ФП (при расплавлении низкомолекулярных компонентов) энергия активации пробы нефти до и после промысловых испытаний изменяется незначительно, что также подтверждено результатами хроматографических исследований: содержание легких алканов нормального строения оставило 37,0 % и 34,7 % до и после совместного вытеснения растворителем и паром соответственно.

Известно, что спектрофотометрический метод анализа [11] заключается в количественном определении степени поглощения веществом света с определенными длинами волн λ . Измеряемым спектральными характеристиками являются пропускание, оптическая плотность и коэффициент поглощения. Спектрофотометрический метод анализа на протяжении нескольких десятилетий широко использовался в промышленной практике для решения задач разработки нефтяных месторождений.

Измерение оптической плотности исследуемых проб нефти при экспериментах выполнено с использованием спектрофотометра Shimadzu UV- 1800 в спектральном диапазоне 190 – 1100 нм.

Спектрофотометр UV-1800 двухлучевой позволяет проводить измерения коэффициента пропускания и поглощения при анализе органических и неорганических веществ.

Спектрофотометр Shimadzu UV-1800 имеет встроенный жидкокристаллический дисплей и клавиатуру, и управляется как с помощью встроенного программного обеспечения и процессора, так и с помощью персонального компьютера и программного обеспечения UVProbe. Стандартное программное обеспечение UVProbe позволяет обрабатывать результаты фотометрических и спектральных измерений и производить расчёты для многокомпонентного анализа.

На рис. 6 приведены кривые средних значений коэффициента светопоглощения проб битуминозной нефти анализируемого месторождения на даты 23.08.2021 г. (до проведения технологии ПЦВ с закачкой растворителя) и 29.06.2022 г. (после проведения технологии).

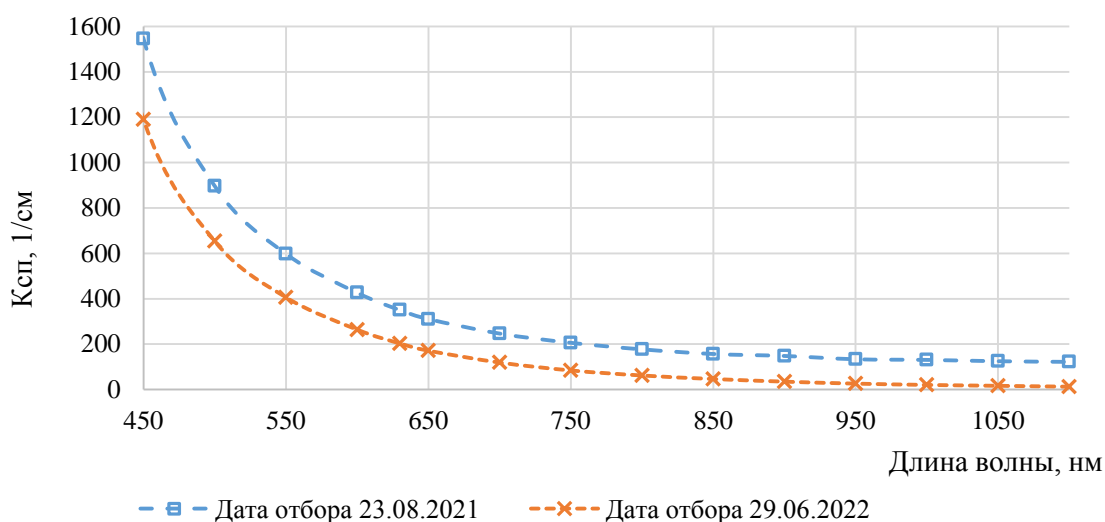


Рис. 6. Изменение коэффициента светопоглощения проб битуминозной нефти

По данным оптических экспериментов получено, что среднее значение $K_{сп}$ при длине волны 630 нм в пробе нефти до проведения технологии теплового воздействия с закачкой растворителя составило 350 1/см (дата отбора пробы – 23.08.2021 г.), после проведения технологии – 203 1/см (дата отбора пробы – 29.06.2022 г.). Таким образом, установлено уменьшение содержания асфальтенов в пробах нефти с учетом проведения закачки растворителя от 5,08 % до 2,98 % соответственно, что свидетельствует о предотвращении возможности осаждения асфальтенов в пластовой системе.

При детализированном исследовании состава нефтяных фракций задачей анализа является количественное определение и качественная идентификация отдельных индивидуальных углеводородов или гетероатомных веществ. Для данных целей используется хроматография. Газожидкостная хроматография считается наиболее перспективной. Использование газожидкостной хроматографии позволило значительно сократить время анализа и существенно уменьшить количество необходимого материала для исследования компонентного состава. Данный метод обладает высокой точностью и разделяющей способностью [12, 13].

Исследование углеводородного (УВ) состава проб битуминозной нефти было выполнено с использованием хроматографического метода в интервале программируемых температур 20-350 °С для определения алканов от C₁₀ до C₄₀.

Для исследований использовался газожидкостной хроматограф Shimadzu GC-2010 Plus, позволяющий определить углеводородный (компонентный) состав анализируемого вещества.

Обработка результатов проведена с применением программного обеспечения LabSolutions, которым предусмотрена регистрация в автоматическом режиме профиля площади каждого интервала времени до окончания анализа. Для интерпретации осуществляли проверку соответствия времени выхода компонентов и наличия пиков на участках хроматограмм.

Результаты сравнительного анализа хроматографических исследований проб нефти до и после применения технологии представлены на рис. 7, 8.

Согласно данным рис. 7, в углеводородном составе битуминозной нефти скв. 1111 преобладает группа алканов (C₂₀–C₃₁). В составе пробы битуминозной нефти после вытеснения растворителем и паром (дата отборы пробы - 29.06.2022 г.) в 3,5 раза повысилась доля тяжелых нормальных алканов C₃₃–C₄₀ в сравнении с пробой 2021 г. Среднее значение коэффициента вариации по концентрации углеводородных компонентов в исследуе-

мых пробах нефти составило 52 %, что не позволяет считать полученную совокупность однородной. Существует ряд тяжелых компонентов от C₂₃ до C₃₀, по которым коэффициент вариации по концентрации соединений не превышает 33 %.

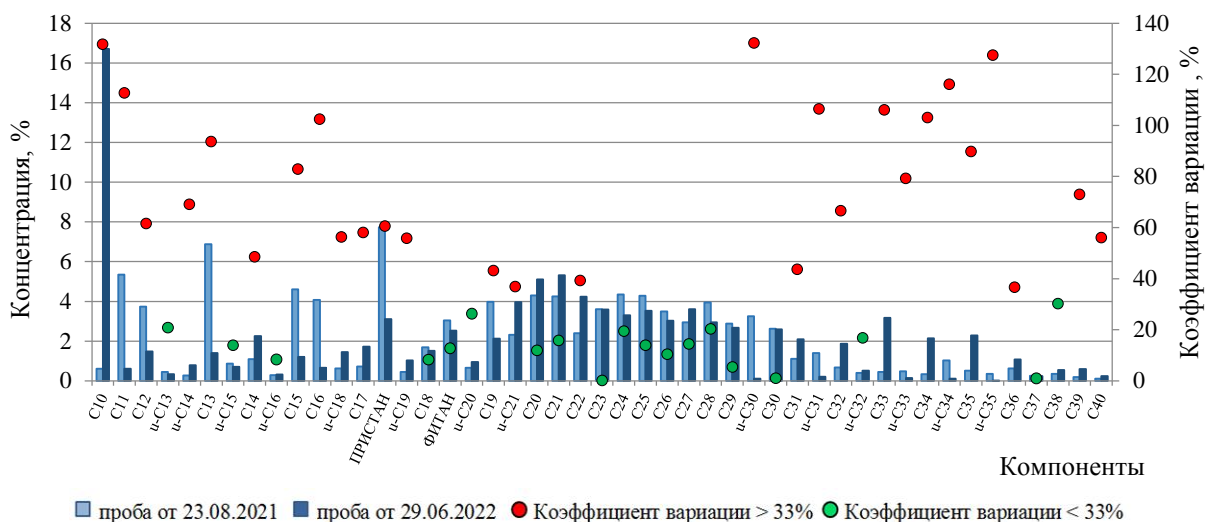


Рис. 7. Распределение компонентов по концентрации в углеводородном составе битуминозной нефти, даты отбора проб 23.08.2021 г. и 29.06.2022 г.

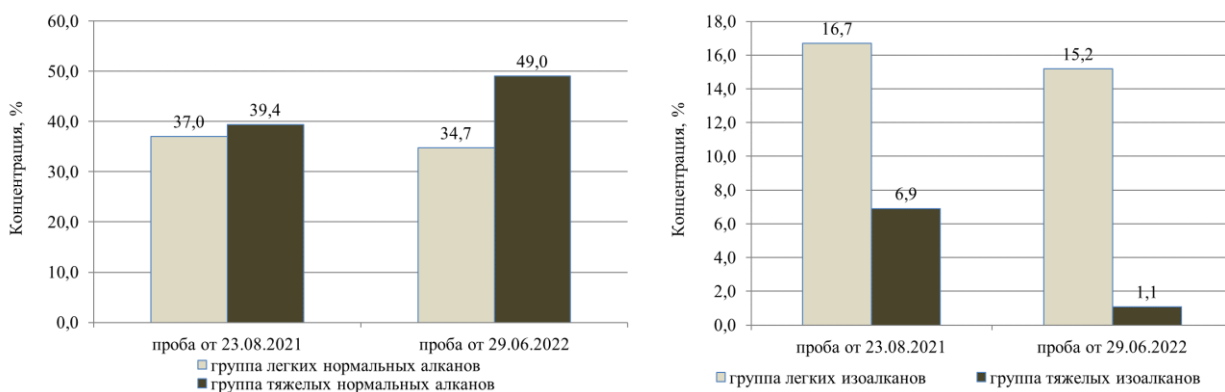


Рис. 8. Распределение концентраций групп легких и тяжелых компонентов углеводородного состава битуминозной нефти скв. 1111

По данным рис. 8 очевидно, что в углеводородном составе битуминозной нефти после совместного вытеснения растворителем и паром доля тяжелых компонентов выше (на 3,8 %), чем в составе нефти до воздействия. При этом доля тяжелых алканов нормального строения возросла с 39,4 % до 49 %, а доля тяжелых алканов изостроения снизилась с 6,9 % до 1,1 %.

Обобщая полученные результаты по данным хроматографии, сделаны следующие выводы:

- для пробы битуминозной нефти (дата отбора пробы - 29.06.2022 г.), полученной после применения технологии пароциклической закачки пара и растворителя РТНН-7, характерно повышение доли тяжелых углеводородных компонентов C_{33} – C_{40} в 3,5 раза сравнении с пробой 2021 г.;
- в составе исследуемой пробы битуминозной нефти существует ряд тяжелых углеводородных соединений от C_{23} до C_{30} , концентрация которых является однородной при сравнении составов до и после воздействия паром и растворителем (коэффициент вариации не превышает 33 %), что совпадает с результатами исследований углеводородного состава битуминозных нефтей прошлых лет при авторском надзоре технологии.

Следует отметить, что ранее полученные результаты исследования изменения углеводородного состава битуминозной нефти, вытесненной паром и растворителем в лабораторных условиях, полностью сопоставимы с результатами исследования углеводородного состава битуминозной нефти, полученной после опробования технологии пароциклической закачки пара и растворителя в промышленных условиях на скважинах анализируемого месторождения. Кроме этого, результаты мониторинга изменения углеводородного состава битуминозных нефтей до и после применения технологии за последние 3 года сопоставимы. Во всех случаях отмечается повышение содержания тяжелых углеводородных компонентов (до 12 %) в битуминозной нефти после совместного вытеснения нефти паром и растворителем РТНН-7. Увеличение доли тяжелых компонентов в составе нефти позволяет судить об увеличении доли асфальтенов в ней по сравнению с нефтью, вытесняемой только паром.

Выводы и заключения

Экспериментально доказано, что разработанный и предложенный ранее к применению состав композиции растворителя РТНН-7, не оказывающий существенного влияния на коллоидную устойчивость нефти и обладающий высокой степенью снижения вязкости с учетом диффузии и отмыва, позволяет достичь синергического эффекта при циклической закачке в пласт совместно с паром и значительно увеличить степень извлечения тяжелых углеводородных компонентов битуминозной нефти, предотвращая, тем самым их осаждение в пластовой системе.

Список литературы

1. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти: Учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук Республики Татарстан, 2013. – 310 с.
2. Хисамов Р.С. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана [Текст] / Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б и др. // Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2006. – 328 с.
3. Закиров И.С., Зарипов А.Т., Захарова Е.Ф. и др. Совершенствование технологии пароциклической обработки скважин с площадным применением растворителя [Текст] / И.С. Закиров, А.Т. Зарипов, Е.Ф. Захарова., Д.К. Шайхутдинов, А.А. Бисенов, И.Е. Белошапка // Нефтяное хозяйство, 2019. - №9. С.102-106.
4. Закиров И.С., Захарова Е.Ф., Саяхов В.А. Результаты комплексных экспериментальных исследований по выбору композиций растворителя для добычи битуминозной нефти [Текст] / И.С. Закиров, Е.Ф. Захарова, В.А. Саяхов // Нефтяное хозяйство, 2019. - №9. – С. 98-101.
5. Закиров И.С., Захарова Е.Ф., Разумов А.Р., Белошапка И.Е. Оценка коэффициента вытеснения по результатам лабораторных экспериментов на модели пласта с применением теплового воздействия и растворителя [Текст] / И.С. Закиров, Е.Ф. Захарова, А.Р. Разумов, И.Е. Белошапка // Нефтяная провинция, 2019. - №2(18). – С.197-209.
6. Закиров И.С., Захарова Е.Ф., Саяхов В.А. Исследование влияния паротеплового и химического методов воздействия на углеводородный состав битуминозной нефти [Текст] / И.С. Закиров, Е.Ф. Захарова, В.А. Саяхов // Нефтяная провинция, 2019 - №4(20). – С.261-274.
7. Закиров И.С., Захарова Е.Ф., Саяхов В.А., Шайдуллин Л.К. Методика комплексного выбора композиции растворителя для воздействия на битуминозную нефть. Патент на изобретение №2705135. Заявка 2018137783, приоритет изобретения 25.10.2018г.
8. Ярышев Н.Г., Медведев Ю.Н., Токарев М.И., Бурихина А.В., Камкин Н.Н. Физические методы исследования и их практическое применение в химическом анализе: Учебное пособие. – М.: Прометей, 2015 – 196 с.
9. Никитин М.Н., Гладков П.Д., Колонских А.В., Петухов А.В., Михеев А.И. Изучение реологических свойств тяжелой высоковязкой нефти Ярегского месторождения [Текст] // Записки Горного института, 2012, Т.195. – С.73-77.

10. Михайлов Н.В. Основы физики и химии полимеров: учебное пособие для вузов / Н.В. Михайлов, В.А. Шершнева, Т.А. Шарай, В.Н. Кулезнев, И.М. Заграевская. - Москва: Издательство "Высшая школа", 1977. - 101 с.
11. Васильев В.П. Аналитическая химия. В 2 кн. Кн.2: Физико-химические методы анализа: учеб. Для сит. ВУЗов, обучающихся по химико-технол. спец. / В.П. Васильев. - 6-е изд., стереотип. - М.: Дрофа, 2007. - 383 с.
12. Богомолов, А.И. Химия нефти и газа: Учебное пособие для вузов [Текст] / А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова, А.Е. Драбкин, С.Г. Неручев, В.А. Проскуряков, Д.А. Розенталь. М.Г. Рудин, А.М. Сыроежко. - Под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. -3-е изд., доп. и испр. -СПб: Химия, 1995. - 448 с.
13. Васильев, В.П. Практикум по аналитической химии: Учебное пособие для вузов [Текст] / В.П. Васильев, Р.П. Морозова, Л.А. Кочергина. - Под ред. В.П. Васильева. - М.: Химия, 200. - 328 с.

References

1. Hisamov R.S. Effektivnost vyrabotki trudnoizvlekaemyh zapasov nefti: Uchebnoe posobie. [Efficiency of development of hard-to-recover oil reserves: Textbook.] - Kazan: Publishing House "Feng" of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2013. - p.310. (in Russian)
2. Hisamov R.S. Tektonicheskoe i neftegeologicheskoe rajonirovanie territorii Tatarstana [Tectonic and petrogeological zoning of the territory of Tatarstan] / Kazan: Publishing House "Feng" of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2006. - p. 328. (in Russian)
3. Zakirov I.S., Zaripov A.T., Zaharova E.F. et al. Sovershenstvovanie tehnologii parociklicheskoy obrabotki skvazhin s ploshshadnym primeneniem rastvoritelya [Improving the technology of steam-cycling treatment of wells with areal solvent application] / Oil industry, 2019. - No. 9. pp.102-106. (in Russian)
4. Zakirov I.S., Zaharova E.F., Sayahov V.A. Rezultaty kompleksnykh eksperimentalnykh issledovaniy po vyboru kompozitsiy rastvoritelya dlya dobychi bituminoznoy nefti [The results of a complex of experimental studies on the choice of solvent compositions for the production of bituminous oil] / Oil industry, 2019. - No. 9. - pp. 98-101. (in Russian)
5. Zakirov I.S., Zaharova E.F., Razumov A.R., Beloshapka I.E. Ocenka koefficienta-vytesneniya po rezultatam laboratornykh eksperimentov na modeli plasta s primeneniem teplovogo vozdeystviya i rastvoritelya [Evaluation of the experimental impact factor based on the results of laboratory reservoir models using thermal exposure and solvent] / Oil Province, 2019. - No. 2 (18). - pp.197-209. (in Russian)
6. Zakirov I.S., Zaharova E.F., Sayahov V.A. Issledovanie vliyaniya paroteplovogo i himicheskogo metodov vozdeystviya na uglevodorodnyj sostav bituminoznoy nefti [Study of the study of steam-thermal and chemical methods for monitoring the hydrocarbon composition of bituminous oil] / Oil Province, 2019 - No. 4 (20). - pp.261-274. (in Russian)
7. Zakirov I.S., Zaharova E.F., Sayahov V.A., Shaidullin L.K. Metodika kompleksnogo vybora kompozitsii rastvoritelya dlya vozdeystviya na bituminoznuyu neft' [Method of complex selection of the solvent composition for the impact on bituminous oil]. Patent for invention No. 2705135. Application 2018137783, invention priority 10/25/2018. (in Russian)
8. Yaryshev N.G., Medvedev Yu.N., Tokarev M.I., Burihina A.V., Kamkin N.N. Fizicheskie metody issledovaniya i ih prakticheskoe primenenie v himicheskom analize: Uchebnoe

- posobie [Physical research methods and their practical application in chemical analysis: Textbook] – М.: Prometheus, 2015 – p.196. (in Russian)
9. Nikitin M.N., Gladkov P.D., Kolonskih A.V., Petuhov A.V., Miheev A.I. Izuchenie reologicheskikh svojstv tyazhelej vysokovязkoj nefti Yaregskogo mestorozhdeniya [The study of reagents for high-viscosity oil of the Yaregskoye field] / Notes of the Mining Institute, 2012, V.195. - pp.73-77. (in Russian)
 10. Mikhailov N.V. Osnovy fiziki i himii polimerov: uchebnoe posobie dlya vuzov [Fundamentals of physics and chemistry of polymers: a textbook for universities] / N.V. Mihajlov, V.A. Shershnev, T.A. Sharaj, V.N. Kuleznev, I.M. Zagraevskaya. - Moscow: Higher School Publishing House, 1977. – p.101. (in Russian)
 11. Vasilev V.P. Analiticheskaya himiya. [Analytical chemistry]. In 2 books. Book 2: Physical and chemical methods of analysis: textbook. – 6th ed., stereotype. – М.: Bustard, 2007. – p.383. (in Russian)
 12. Bogomolov, A.I. Himiya nefti i gaza: Uchebnoe posobie dlya vuzov [Chemistry of oil and gas: Textbook for universities] / A.I. Bogomolov, A.A. Gajle, V.V. Gromova, A.E. Drabkin, S.G. Neruchev, V.A. Proskuryakov, D.A. Rozental. M.G. Rudin, A.M. Syroezhko. – Pod red. V.A. Proskuryakova, A.E. Drabkina. - 3rd ed., add. correct - St. Petersburg: Chemistry, 1995.- p.448. (in Russian)
 13. Vasilev, V.P. Praktikum po analiticheskoy himii: Uchebnoe posobie dlya vuzov [Workshop on Analytical Chemistry: Textbook for High Schools] / V.P. Vasilev, R.P. Morozova, L.A. Kochergina. - Ed. V.P. Vasiliev. – М.: Chemistry, 200. – p.328. (in Russian)

Сведения об авторах

Захарова Елена Федоровна, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: zakharovaef@yandex.ru

Саяхов Вадим Аликович, кандидат технических наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: sayakhoff@mail.ru

Шайхразиева Ляйсан Равилевна, кандидат технических наук, ассистент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2

E-mail: layissan@mail.ru

Садреева Рауза Хатиповна, заведующий лабораторией центра научно-технических исследований, Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Р. Фахретдина, 42
E-mail: roza.hatipovna@yandex.ru

Шайдуллин Ленар Камилевич, аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Альметьевский государственный нефтяной институт
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, 2
E-mail: lenar-shaydullin@mail.ru

Authors

E.F. Zakharova, PhD, Associate Professor of department «Development and exploitation of oil and gas fields», Almeteyevsk State Oil Institute
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: zakharovaef@yandex.ru

V.A. Sayakhov, Ph.D., Associate Professor of department «Development and exploitation of oil and gas fields», Almeteyevsk State Oil Institute
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: sayakhoff@mail.ru

L.R. Shaikhrazieva, Ph.D., assistant of department «Development and exploitation of oil and gas fields», Almeteyevsk State Oil Institute
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: layissan@mail.ru

R.H. Sadreeva, Head of the laboratory of the center for scientific and technical research, Almeteyevsk State Oil Institute
42, Fachretkina st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: roza.hatipovna@yandex.ru

L.K. Shaidullin, PhD student of department «Development and exploitation of oil and gas fields», Almeteyevsk State Oil Institute
2, Lenin st., Almeteyevsk, 423450, Russian Federation
E-mail: lenar-shaydullin@mail.ru

Статья поступила в редакцию 25.10.2022

Принята к публикации 19.12.2022

Опубликована 30.12.2022