

УДК 622.276.56

Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей

М.К.РОГАЧЕВ, А.Н.АЛЕКСАНДРОВ 

Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия

Как цитировать эту статью: Рогачев М.К. Обоснование комплексной технологии предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче высокопарафинистой нефти погружными электроцентробежными насосами из многопластовых залежей / М.К.Рогачев, А.Н.Александров // Записки Горного института. 2021. Т. 250. С. 596-605. DOI: 10.31897/PMI.2021.4.13

Аннотация. Добыча высокозастывающих аномальных нефтей (с содержанием парафина свыше 30 % по массе) в условиях Крайнего Севера осложняется интенсивным образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в призабойной зоне продуктивного пласта, внутристкважинном и наземном оборудовании. Существующие способы и технологии борьбы с образованием органических отложений во внутристкважинном оборудовании обладают многими достоинствами, однако их применение при добыче высокопарафинистой нефти не в полной мере предотвращает образование АСПО в колонне лифтовых труб, что приводит к существенному снижению отборов нефти, сокращению межремонтного и межчистотного периодов работы добывающих скважин, росту удельных эксплуатационных затрат по депарафинизации. Представленные в статье результаты теоретических и лабораторных исследований показывают, что одним из перспективных способов повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных погружными установками электроцентробежных насосов, при добыче высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей является применение новой комплексной технологии, основанной на совместной добыче высокозастывающей аномальной нефти с нефтью, характеризующейся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств, в совокупности с регулированием параметров работы погружного электроцентробежного насоса. Результаты численного моделирования с использованием симулятора установленного многофазного потока PIPESIM, физико-химических и реологических исследований показывают, что с уменьшением доли высокопарафинистой нефти продуктивного пласта $D_{2\text{ef}}$ в смеси со старооскольской нефтью Киртаельского месторождения наблюдается снижение массового содержания парафина в смеси и температуры насыщения ее парафином, глубины и интенсивности образования органических отложений в колонне НКТ, температуры застывания, а также улучшение реологических свойств исследуемых структурированных дисперсных систем. В статье приводится описание перспективной компоновки внутристкважинного оборудования для одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти из многопластовых залежей Тимано-Печорской провинции, обеспечивающей разобщение зон перфорации двух продуктивных пластов с помощью пакерно-якорной системы при одновременно-раздельной эксплуатации пластов двойной погружной электроцентробежной насосной установкой.

Ключевые слова: высокопарафинистые нефти; органические отложения; структурированные дисперсные системы; фазовые переходы парафина в нефти; многопластовая залежь; одновременно-раздельная добыча нефти

Введение. Месторождения нефти с повышенным содержанием парафина широко распространены во всем мире [29, 32, 36]. В настоящее время разработка и внедрение передовых технологий добычи, подготовки и транспорта высокопарафинистых нефтей в сложных природно-климатических условиях приобретает особое значение, формируя инновационный потенциал для дальнейшего освоения месторождений Арктической зоны РФ [27]. Нефти по содержанию парафина делятся на три группы: малопарафинистые (менее 1,5 % по массе), парафинистые (от 1,5 до 6,0 % по массе) и высокопарафинистые (свыше 6,0 % по массе), а по содержанию смолисто-асфальтеновых веществ – на малосмолистые (менее 5,0 % по массе), смолистые (5,0-15,0 % по массе) и высокосмолистые (свыше 15,0 % по массе) [14]. В статье [11] предложено нефти с содержанием парафина свыше 6,0 % по массе дополнительно классифицировать на следующие подгруппы: умеренно парафинистые (6,0-10,0 % по массе), высокопарафинистые (10,0-20,0 % по массе) и сверхвысокопарафинистые (свыше 20,0 % по массе). Отмечается, что на долю нефти с содержанием парафина свыше 6,0 % по массе приходится около 27 % мировых запасов, половину из которых составляют высоко- и сверхвысокопарафинистые нефти.

В России и бывших странах СССР известно свыше 300 месторождений высокозастывающих аномальных нефтей. Основные запасы и объемы добычи таких нефтей в России приходятся на

Тимано-Печорскую нефтегазоносную провинцию (НГП) [7, 26]. Государственным балансом запасов полезных ископаемых в Тимано-Печорской провинции на 01.01.2019 г. учтены 239 месторождений нефти и газа (из которых 213 нефтяных, 16 нефтегазоконденсатных, 5 газонефтяных и 5 нефтегазовых). Доля Северо-Западного региона в структуре добычи нефти в РФ составляет 5,4-6,2 %. Так, добыча нефти в 2019 г. составила 31,2 млн т [20]. Большинство нефтей Тимано-Печорской НГП относится к аномальным – это высокопарафинистые нефти, застывающие при положительных температурах, и тяжелые высоковязкие нефти [8, 15, 35]. Отличительной особенностью высокопарафинистых нефтей является их высокотемпературная вязкость и выраженные структурно-механические (вязкопластичные, тиксотропные и вязкоупругие) свойства, обусловленные процессами кристаллизации парафиновых углеводородов и структурообразования при снижении температуры до уровня ниже температуры насыщения нефти парафином [6, 29, 31]. Так, нефти продуктивных отложений среднего и верхнего девона ряда месторождений (Харьгинское, Кыртаельское, Южно-Лыжское, Восточно-Саратайское, Восточно-Харьгинское, Западно-Саратайское, Лекхарьгинское и др.), относящихся по величине начальных извлекаемых запасов к категории средних и мелких, характеризуются крайне высоким содержанием парафина (свыше 20 % по массе) и температурами застывания от 25 до 40 °C [12, 17]. Большинство месторождений являются многопластовыми [16, 18].

Осложнения, связанные с парафинизацией внутрискважинного оборудования, наиболее остро возникают при добыче высокопарафинистой нефти на Кыртаельском, Южно-Лыжском, Северо-Кожвинском и Южно-Кыртаельском месторождениях, разрабатываемых ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» [17, 30]. Основная промышленная нефтегазоносность Кыртаельско-Печорогородского нефтегазоносного района, расположенного в юго-западной части Печоро-Кожвинской нефтегазоносной области, связана с эйфельскими, старооскольскими и джерьерскими отложениями среднедевонско-франского поддоманикового нефтегазоносного комплекса, содержащего 95,7 % извлекаемых запасов нефти, 100 % конденсата и 97,8 % газа. Небольшие залежи углеводородов и нефтепроявления выявлены на территории Печоро-Кожвинского мегавала в отложениях доманиково-турнейского, нижне-верхневизейского, верхневизейско-нижнепермского и средне-верхнепермского нефтегазоносных комплексов [16, 22].

Постановка задачи. К настоящему времени разработано значительное количество методов и технологий борьбы с АСПО во внутрискважинном оборудовании как для предупреждения образования, так и удаления уже сформировавшихся органических отложений [4, 5, 9]. Наиболее распространенными способами борьбы с органическими отложениями во внутрискважинном оборудовании в силу малых затрат и простоты реализации являются методы механической и тепловой депарафинизации [12, 13, 23].

Физико-химические свойства и состав скважинной продукции, дебит и способ эксплуатации скважины, интенсивность и интервал парафинообразования, компонентный состав органических отложений являются наиболее важными факторами, определяющими эффективность применения тех или иных методов борьбы с АСПО [13, 33, 34]. Основными критериями технологической эффективности проводимых мероприятий по предупреждению образования и удалению органических отложений во внутрискважинном оборудовании являются такие показатели как межочистной и межремонтный периоды работы добывающих скважин. Данные показатели, с одной стороны, характеризуют условия эксплуатации скважин (например, степень интенсивности процессов парафинообразования), а с другой – состояние и качество работ, проводимых по подбору, обслуживанию и ремонту внутрискважинного оборудования, в том числе эффективность мероприятий по предупреждению образования органических отложений и их удалению с помощью различных методов [24]. Промысловый опыт показывает, что наиболее предпочтительным и эффективным является применение комплексных методов и технологий предотвращения образования АСПО, что позволяет с учетом геолого-физических условий разработки нефтяного месторождения свести к минимуму количество осложнений на действующем фонде скважин, повысить межочистной и межремонтный периоды их работы, а также исключить эффект «пилообразного» изменения дебита скважины в случае периодического применения методов удаления АСПО [10].

Анализ накопленного опыта эксплуатации нефтедобывающих скважин Кыртаельского месторождения, оборудованных погружными установками электроцентробежных насосов (ЭЦН), показывает, что основными осложняющими факторами являются:

- интенсивное образование АСПО (содержание парафина в нефти продуктивных пластов D_{2st} и D_{2ef} составляет 21,3 и 37,9 % по массе соответственно);
- высокий газовый фактор (среднее значение для залежей D_{2st} и D_{2ef} равно 231,4 и 87,1 м³/т соответственно);
- высокотемпературная вязкость (нефть верхней части эйфельского яруса характеризуется высокими значениями температуры застывания – 38-40 °С, предела текучести и эффективной вязкости в области температур ниже температуры фазового перехода парафина в ней) [17].

Основными методами борьбы с АСПО на Кыртаельском месторождении при эксплуатации скважин, оборудованных погружными установками ЭЦН, являются:

- механические (очистка внутренней поверхности колонны НКТ осуществляется преимущественно с применением стационарных и передвижных установок по депарафинизации скважин с полуавтоматическим приводом со средней частотой 2-4 раза в сутки и, в меньшем объеме, с применением механизмов с автоматическим приводом – лебедок МДСА «Сулайманова» до 6-8 раз в сутки);
- тепловые (промывки горячей нефтью внутристекажинного оборудования и выкидных линий, применение греющих кабельных линий с управляемым нагревом, индукционных нагревателей манифольда и обратного клапана фонтанной арматуры);
- применение насосно-компрессорных труб с защитным покрытием;
- депарафинизация колонны НКТ без подъема глубиннонасосного оборудования с применением гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ) – колтюбинг, для осложненного фонда добывающих скважин (залежь D_{2ef}) опытным путем установлен оптимальный межчистотный период, равный 10 сут; между обработками колонны лифтовых труб с помощью ГНКТ дополнительно проводятся тепловые обработки внутристекажинного оборудования и выкидных линий;
- комбинированные – совместное применение НКТ с силикатно-эмалевым покрытием и греющих кабельных линий с периодическим проведением мероприятий по механической очистке лифтовых труб.

Анализ ситуации по депарафинизации скважин на Кыртаельском месторождении показывает, что мероприятия, проводимые с целью предупреждения образования и удаления отложений АСПО во внутристекажинном нефтепромысловом оборудовании при добыче высокозастывающей аномальной нефти, несмотря на определенные успехи в данном направлении, не позволяют в полной мере исключить возникновение осложнений и минимизировать их последствия. Остановки средне- и высокодебитных скважин по причине парафинизации колонны НКТ с последующим их выходом в капитальный ремонт значительно снижают показатели по добыче нефти, приводят к сокращению межремонтного и межчистотного периодов работы добывающих скважин и росту удельных эксплуатационных затрат по депарафинизации. В связи с этим требуется совершенствование существующих и разработка новых методов и технологий борьбы с органическими отложениями, являющихся наиболее приемлемыми при эксплуатации скважин, оборудованных погружными установками ЭЦН, на многопластовых месторождениях высокопарафинистой нефти Тимано-Печорской провинции.

Методика исследований. Нефти продуктивных пластов D_{2ef} (верхняя часть эйфельского яруса) и D_{2st} (старооскольская нефтегазоконденсатная залежь – основной объект разработки) Кыртаельского месторождения по содержанию парафина относятся к категории высокопарафинистых. Исследуемые нефтяные дисперсные системы (НДС) существенно отличаются как по компонентному составу, так и содержанию высокомолекулярных парафиновых углеводородов, что обуславливает различие их физико-химических и реологических свойств. Предлагается рассмотреть возможность применения технологии одновременно-раздельной добычи высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} совместно со старооскольской нефтью, характеризующейся меньшим содержанием парафина и проявлением структурно-механических свойств.

С целью обоснования эффективности предлагаемой технологии одновременно-раздельной добычи высокопарафинистой нефти из продуктивных пластов D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения был выполнен расчет с использованием симулятора установившегося многофазного потока PIPESIM. Численное моделирование осуществляется с учетом модели двух- и трехфазного состояния флюида. Применение модуля Multiflash Wax обеспечивает детальное описание процесса

образования парафина и поведения жидкой фазы при изменении термобарических условий на основе построения модели термодинамического равновесия [2, 37].

Определение физико-химических свойств устьевых безводных проб нефтей, отобранных с ряда скважин, вскрывших терригенные отложения среднего девона на Кыртаельском месторождении, проводилось в соответствии с ГОСТ Р 51858-2002. Температура застывания исследуемых высокопарафинистых нефтей и их смесей определялась согласно ГОСТ 20287-91 (метод Б). Определение группового углеводородного состава безводных проб нефтей проводилось в соответствии с ГОСТ 11851-85 (метод А).

Исследование реологических свойств высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей осуществлялось методом ротационной вискозиметрии по стандартным и разработанным методикам [1, 19, 28]. Реологические исследования проводились на ротационном реометре Rheotest RN 4.1 с использованием цилиндрической измерительной системы Н1. Данная система позволяет проводить измерения вязкости жидкости в рекомендуемом интервале $10\text{--}10^5$ мПа·с при регулируемом напряжении и скорости сдвига в диапазоне $0,2\text{--}2000$ с $^{-1}$. Необходимый объем жидкости для проведения испытания составляет 35 мл. Регулирование и поддержание температурного режима в исследуемом диапазоне 65–20 °С осуществлялось с помощью циркуляционного термостата Julabo F25-ME.

Величина предельного (статического) напряжения сдвига исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей при заданной температуре определялась в режиме Controlled Shear Stress при регулируемом увеличении напряжения сдвига от 0 до 10, 50, 100 и 150 Па в течение 100, 200 и 400 с соответственно в зависимости от температуры и равнялась такому значению напряжения сдвига, при котором скорость сдвига становится отличной от нуля. Определение кривых течения и эффективной вязкости исследуемых нефтей и их смесей при заданной температуре осуществлялось в режиме Shear Rate Ramp при плавно (линейно) изменяемой скорости сдвига в диапазоне 0–300 с $^{-1}$ в течение 300 с. Значение температуры, соответствующей началу структурообразования в исследуемых НДС при их охлаждении, косвенно оценивалось по полученным для разных режимов течения вязкостно-температурным характеристикам согласно методике, изложенной в работах [1, 21]. Точка пересечения двух касательных к построенной вязкостно-температурной характеристике в полулогарифмических координатах при определенной скорости сдвига соответствует температуре начала структурообразования.

Результаты. По известному компонентному составу пластовой нефти (табл.1) с помощью модуля Multiflash Wax построены диаграммы фазового равновесия углеводородной системы для продуктивных пластов D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения.

Таблица 1

Компонентный состав пластовой нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} [2, 37]

Элемент	Значение	
	Залежь D _{2ef}	Залежь D _{2st}
Компонентный состав пластовой нефти, % мольн.		
Метан	24,44	9,77
Этан	8,71	3,19
Пропан	10,30	3,01
Изобутан	1,52	2,38
Н-бутан	6,70	1,05
Изопентан	2,23	0,71
Н-пентан	4,26	0,51
Гексан	6,60	0,64
Гептан	6,12	17,32
Октан	7,43	25,80
C ₉₊	20,53	35,23
Углекислый газ	0,13	0,10
Азот	1,03	0,29
Гелий	0,01	–
Молекулярная масса, г/моль	147,97	232,60

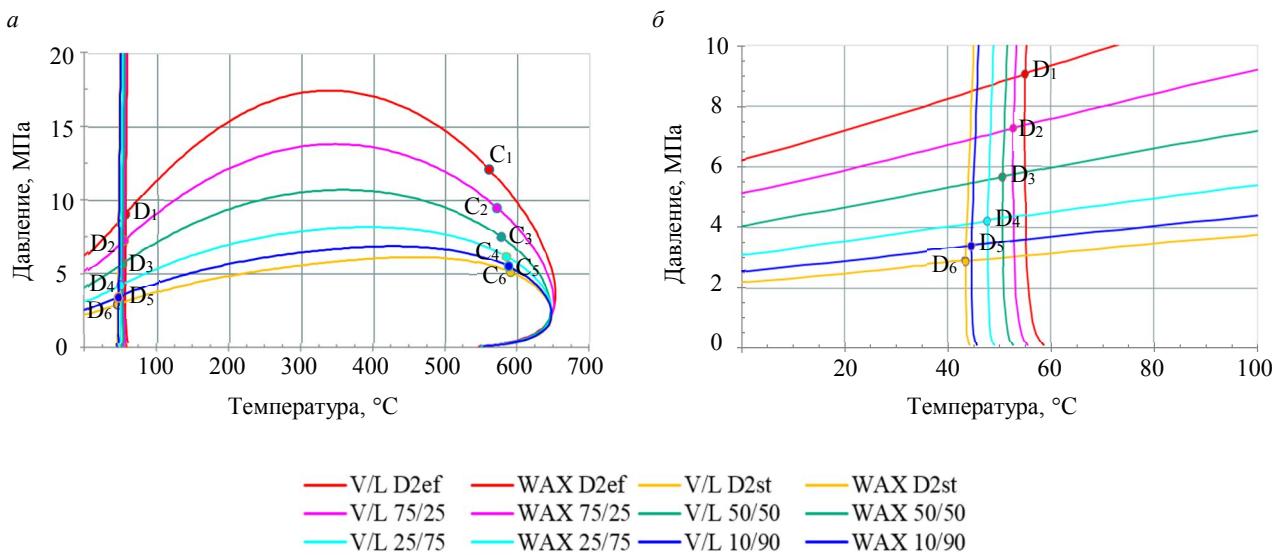


Рис.1. Фазовое равновесие углеводородных систем для залежей D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения и их смесей (а) и изменение температуры насыщения нефти залежи D_{2ef} парафином при ее смешении со старооскольской нефтью (б) в различных соотношениях
WAX – линия образования парафина; V/L – линии испарения и насыщения, разделенные критической точкой С

На текущем этапе решение поставленной задачи осуществлялось с использованием функции Blend Fluid (смешение флюида) в модуле Multiflash Wax, позволяющей по известному компонентному составу исходных нефтей определить фазовое поведение полученной смеси при различных соотношениях входящих в нее компонентов. На рис.1 представлены диаграммы фазового равновесия углеводородных систем для залежей D_{2ef}, D_{2st} Кыртаельского месторождения и их смесей в различных соотношениях с определением значений температуры насыщения их парафином.

Анализ результатов моделирования показывает, что фазовый переход парафина в старооскольской нефти по сравнению с высокозастывающей аномальной нефтью залежи D_{2ef} происходит при более низкой температуре, что подтверждается результатами экспериментальных исследований. Так, температура насыщения исследуемых нефтей парафином для залежей D_{2ef} и D_{2st} при атмосферном давлении составляет 58,15 и 44,21 °С, а содержание парафина в нефти 28,53 и 12,08 % по массе соответственно. Существенная разница между полученными результатами моделирования и экспериментальными данными по содержанию парафина в нефти верхней части эйфельского яруса может быть обусловлена неравномерным распределением парафина по залежи D_{2ef}, которое изменяется в широких пределах от 25,3 до 37,9 % по массе. Установлено, что с уменьшением доли высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} в смеси со старооскольской нефтью наблюдается существенное снижение массового содержания парафина в смеси и температуры ее насыщения парафином, что, в свою очередь, будет способствовать снижению глубины и интенсивности образования органических отложений во внутристкважинном оборудовании (табл.2).

Таблица 2

Изменение массового содержания парафина в исследуемых НДС и температуры их насыщения парафином

Нефтяная дисперсная система	Температура насыщения нефти парафином при атмосферном давлении, °С	Массовое содержание парафина, % по массе
Нефть верхней части эйфельского яруса (залежь D _{2ef})	58,15	28,53
Смесь 75/25	55,42	25,58
Смесь 50/50	52,57	21,00
Смесь 25/75	48,92	17,51
Смесь 10/90	45,54	14,59
Старооскольская нефть (залежь D _{2st})	44,21	12,08

Результаты экспериментальных исследований физико-химических свойств устьевых безводных проб нефти, отобранных с ряда скважин, вскрывших терригенные отложения среднего девона на Кыртаельском месторождении, представлены в табл.3.

По физико-химическим свойствам нефти Кыртаельского месторождения относятся к особо легким, высокозастывающим, высокопарафинистым и смолистым [14]. Основными структурообразующими компонентами в исследуемых НДС являются парафиновые углеводороды, содержание которых в нефти залежей D_{2ef} и D_{2st} составляет 32,29 и 12,42 % по массе соответственно.

Результаты определения группового углеводородного состава исследуемых высокопарафинистых нефти и их смесей представлены в табл.4.

Таблица 3

Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежей D_{2ef} и D_{2st}

Параметр	НД на МВИ	Значение	
		Залежь D _{2ef}	Залежь D _{2st}
Плотность при 20 °C, кг/м ³	ГОСТ Р 51069-97	802,3	822,4
Температура застывания, °C	ГОСТ 20287-91	+40,0	+29,0
Групповой углеводородный состав, % по массе:			
парафины		32,29	12,42
смолы силикагелевые	ГОСТ 11851-85	4,72	6,12
асфальтены		0,68	1,15
Температура плавления парафина, °C	ГОСТ 23683-89	+59,0	+52,0

Таблица 4

Групповой углеводородный состав нефти Кыртаельского месторождения и их смесей

Нефтяная дисперсная система	Содержание, % по массе		
	Асфальтены	Смолы силикагелевые	Парафины
Нефть верхней части эйфельского яруса (залежь D _{2ef})	0,68	4,72	32,29
Смесь 75/25	0,72	5,18	25,34
Смесь 50/50	0,81	5,38	20,60
Смесь 25/75	0,88	5,49	17,43
Смесь 10/90	0,98	5,85	14,36
Старооскольская нефть (залежь D _{2st})	1,15	6,12	12,42

Установлено, что с увеличением в смеси доли старооскольской нефти прежде всего наблюдается существенное снижение содержания парафиновых углеводородов по сравнению с исходной нефтью верхней части эйфельского яруса (залежь D_{2ef}). Содержание смол и асфальтенов при смешении исследуемых нефти в отличие от парафиновых углеводородов изменяется незначительно.

Результаты экспериментальных исследований, описывающие изменение температуры застывания высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} при ее смешении со старооскольской нефтью (залежь D_{2st}) в соотношениях 75/25, 50/50, 25/75 и 10/90 представлены на рис.2. Установлено, что зависимость температуры застывания исследуемых нефтяных дисперсных систем от содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 90 % по массе является квадратичной функцией. Так, при содержании в смеси старооскольской нефти в количестве 50 и 75 % по массе температура застывания снижается на 4,0 и 6,0 °C соответственно.

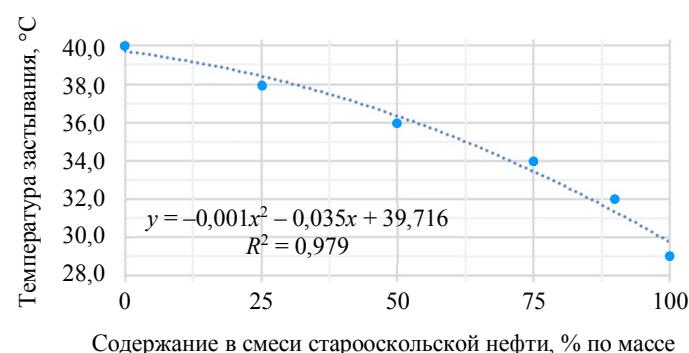


Рис.2. Изменение температуры застывания высокопарафинистой нефти залежи D_{2ef} при ее смешении со старооскольской нефтью в различных соотношениях

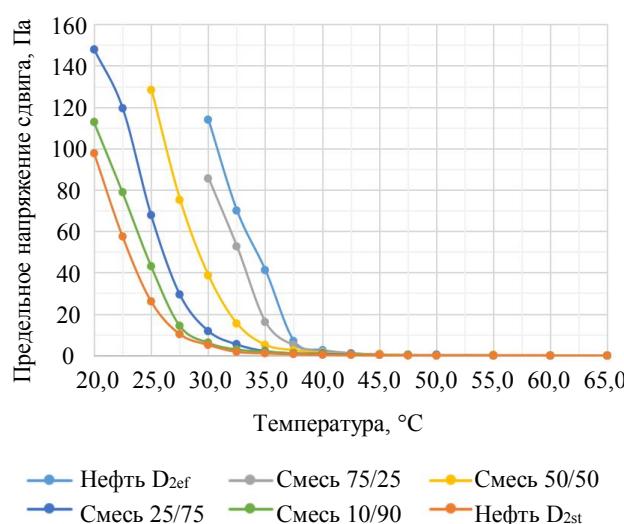


Рис.3. Зависимость предельного напряжения сдвига высокопарафинистой нефти D_{2ef} при ее смешении со старооскольской нефтью в различных соотношениях от температуры

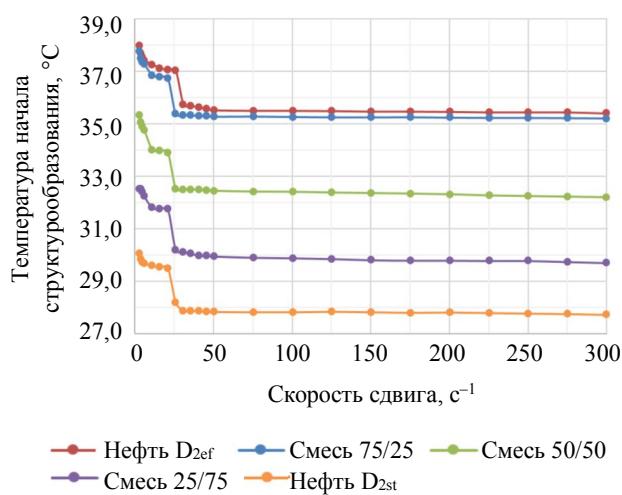


Рис.4. Зависимость температуры начала структурообразования исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей от скорости сдвига

Многократное увеличение предельного (статического) напряжения сдвига высокопарафинистых нефтей залежей D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения наблюдается при температурах ниже 40,0 и 32,5 °C соответственно, что косвенно свидетельствует о начале образования прочной пространственной структуры в исследуемых НДС (рис.3). При увеличении содержания в смеси доли старооскольской нефти от 50 до 75 % по массе температура, соответствующая началу образования прочной пространственной структуры, снижается на 5,0 °C, а предельное напряжение сдвига смеси – до 10 раз по сравнению с высокозастывающей аномальной нефтью верхней части эйфельского яруса.

Полученные результаты исследования реологических свойств смесей высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью в различных соотношениях позволили оценить температуру начала структурообразования исследуемых НДС на основе обработки их вязкостно-температурных характеристик, соответствующих широкому диапазону скоростей сдвига (рис.4). Установлено, что температура начала структурообразования в исследуемом диапазоне скоростей сдвига (0–300 с⁻¹) снижается на 2,5 °C. Для нефтей продуктивных пластов D_{2ef} и D_{2st}

Кыртаельского месторождения в исследуемой области условно выделяется критическая скорость сдвига, равная 50,6 и 30,4 с⁻¹ соответственно, выше которой температура начала структурообразования остается постоянной. Анализ вязкостно-температурных характеристик исследуемых НДС показывает, что с увеличением содержания старооскольской нефти в смеси от 25 до 75 % по массе наблюдается снижение температуры начала структурообразования и критической скорости сдвига по сравнению с высокозастывающей аномальной нефтью залежи D_{2ef}. Так, при содержании в смеси старооскольской нефти 50 и 75 % по массе температура начала структурообразования в исследуемом диапазоне скоростей сдвига снижается на 3,1 и 5,6 °C соответственно.

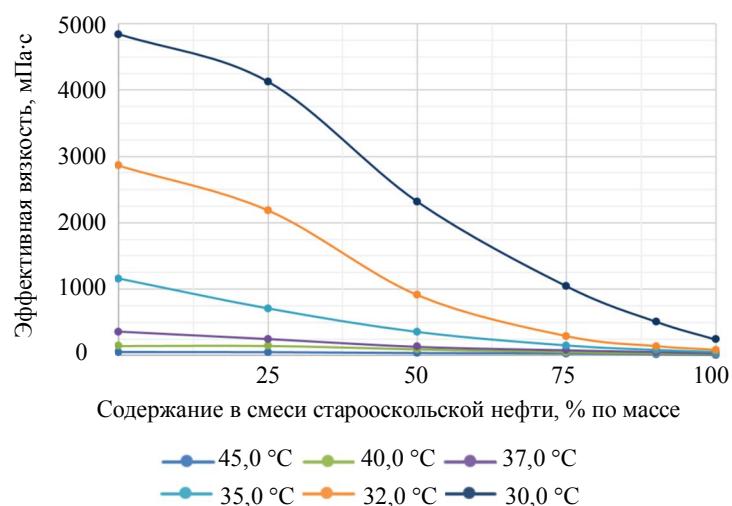


Рис.5. Изменение эффективной вязкости высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} при ее смешении в различных соотношениях со старооскольской нефтью в зависимости от температуры (при скорости сдвига 10,8 с⁻¹)

На рис.5 представлены зависимости, описывающие изменение эффективной вязкости исследуемых высокопарафинистых нефтей Кыртаельского месторождения и их смесей от температуры. Выявлено, что с увеличением содержания в смеси старооскольской нефти от 25 до 90 % по массе наблюдается многократное снижение значений эффективной вязкости исследуемых нефтяных дисперсных систем в диапазоне температур ниже 40,0 °C.

Успешность проведения опытно-промышленных испытаний разработанной комплексной технологии предупреждения образования АСПО при добыве высокопарафинистой нефти из продуктивных пластов D_{2ef} и D_{2st} Кыртаельского месторождения зависит от ряда факторов. Во-первых, для осложненного фонда добывающих скважин следует предусмотреть выбор перспективных компоновок внутриставажинного оборудования, надежность и эффективность которых подтверждены опытом эксплуатации на ряде других многослойных месторождений. При реализации системы совместной разработки продуктивных пластов ключевым требованием является обеспечение индивидуального контроля по каждому объекту и осуществление раздельного управления работой каждого из пластов в режиме реального времени – с замером на забое скважин давления, температуры и производительности отдельных пластов [3]. На основании проведенного патентно-литературного обзора предлагается компоновка глубиннонасосного оборудования, которая позволит реализовать технологию одновременно-раздельной добычи (ОРД) высокозастывающей аномальной нефти из залежи D_{2ef} совместно со старооскольской нефтью в условиях Кыртаельского месторождения.

Компоновка ОРД с применением дуальной системы (АО «Новомет-Пермь») предназначена для разобщения зон перфорации двух продуктивных пластов с помощью пакерно-якорной системы при одновременно-раздельной эксплуатации пластов двойной погружной электроцентробежной насосной установкой.

Основными преимуществами технологии одновременно-раздельной эксплуатации с применением дуальных систем являются [25]: снижение капитальных затрат на строительство дополнительной скважины; эксплуатация в скважинах с обсадными колоннами диаметром от 146 мм; изолированная эксплуатация двух объектов разработки и учет добываемой продукции с каждого пласта; дифференциальное воздействие на каждый пласт с возможностью регулирования отбора жидкостей; эффективная разработка пластов при больших расстояниях между ними. Схема компоновки внутриставажинного оборудования при одновременно-раздельной добыче нефти с применением дуальной системы представлена на рис.6.

В качестве дополнительного внутриставажинного оборудования при проведении опытно-промышленных испытаний технологии ОРД высокопарафинистой нефти в условиях Кыртаельского месторождения следует предусмотреть установку газосепаратора с целью предотвращения негативного влияния свободного газа на работу верхней насосной установки.

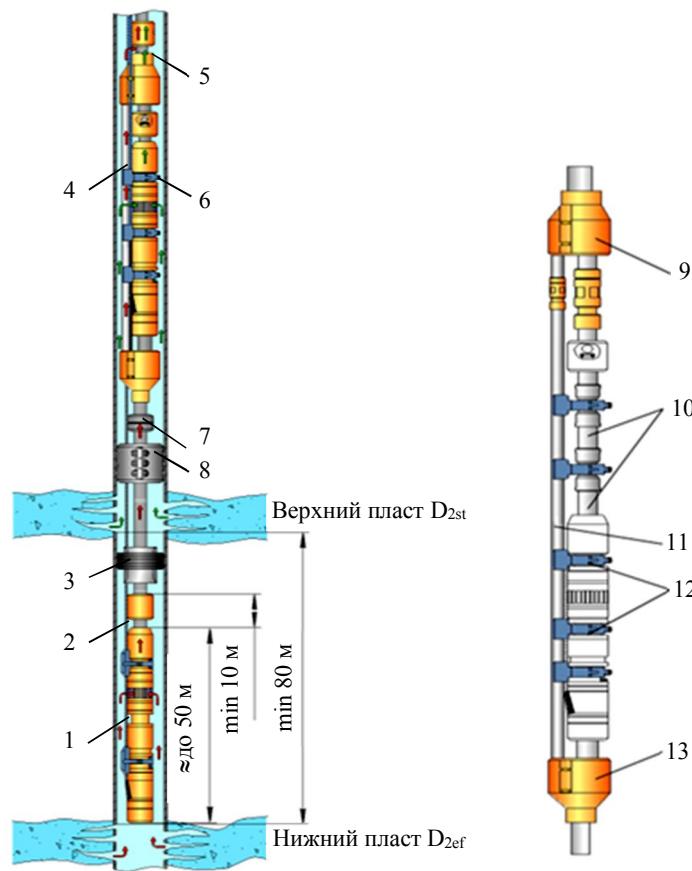


Рис.6. Схема компоновки внутриставажинного оборудования при ОРД нефти с применением дуальной системы [25]

1 – нижняя установка; 2 – клапан срезной; 3 – пакер с проходом кабеля; 4 – дуальная система с герметичной байпасной линией; 5 – эксплуатационные колонны диаметром от 146 мм; 6 – верхняя установка; 7 – разъединитель колонн; 8 – якорь; 9 – развязка; 10 – патрубки клапана и насоса; 11 – байпасная линия с герметичными груженесущими трубами; 12 – хомут для крепления двух кабельных линий; 13 – узел перемещения для компенсации длины установки (для монтажа)

Необходимое соотношение добываемых нефтей в смеси обеспечивается путем управления параметрами работы нижней и верхней насосных установок через станции управления скважиной, оснащенных частотным преобразователем. Величины извлекаемых запасов нефти на Кыртаельском месторождении в полной мере позволяют придерживаться рекомендуемых соотношений при совместной добыче высокозастывающей аномальной нефти залежи D_{2ef} со старооскольской нефтью (от 50/50 до 10/90 соответственно).

Заключение. Осложнения, возникающие при добыче высокопарафинистых нефтей, приводят к существенному снижению отборов нефти, сокращению межремонтного и межочистного периодов работы добывающих скважин и росту удельных эксплуатационных затрат по депарафинации. Обладая многими достоинствами, существующие методы и технологии борьбы с АСПО не способны решить данную проблему в полной мере, а экономические затраты на проведение мероприятий по предупреждению образования и удалению органических отложений во внутрискважинном оборудовании при добыче высокопарафинистой нефти остаются весьма высокими.

Предложенная авторами комплексная технология предупреждения образования АСПО при добыче высокозастывающей аномальной нефти (с содержанием парафина свыше 30 % по массе) из многопластовых залежей, основанная на применении специального внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нескольких продуктивных пластов и выборе режима работы скважины с учетом особенностей реологического поведения высокопарафинистых нефтей (проявление сверханомалий вязкости и наличие структурно-механических свойств) при разных температурных условиях и режимах течения, позволит снизить риски возникновения негативных последствий, связанных с интенсивным образованием во внутрискважинном оборудовании органических отложений, повысит межочистной и межремонтный периоды работы добывающих скважин осложненного фонда. Результаты теоретических и лабораторных исследований показывают, что с уменьшением доли высокопарафинистой нефти продуктивного пласта D_{2ef} в смеси со старооскольской нефтью Кыртаельского месторождения наблюдается снижение массового содержания парафина в смеси и температуры насыщения ее парафином, глубины и интенсивности образования органических отложений в колонне НКТ, температуры застывания и улучшение реологических свойств исследуемых структурированных дисперсных систем.

Авторский коллектив выражает искреннюю признательность и благодарность В.И.Акашаеву и А.В.Кулешу, а также научным сотрудникам, специалистам и руководству филиала «ПермНИПИнефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в г. Перми: С.А.Лапшиной, С.Е.Быкову, Р.М.Габнасырову, А.В.Митрошину и Н.А.Лядовой за оказанное содействие, полезные советы и замечания.

ЛИТЕРАТУРА

1. Александров А.Н. Исследование реологических свойств высокопарафинистой нефти / А.Н.Александров, М.К.Рогачев, И.Р.Раупов // Территория НЕФТЕГАЗ. 2018. № 6. С. 52-62.
2. Александров А.Н. Моделирование образования твердых органических частиц в высокопарафинистой пластовой нефти / А.Н.Александров, М.А.Кищенко, М.К.Рогачев // Инженер-нефтяник. 2018. № 2. С. 42-49.
3. Барышников А.В. Регулирование разработки Приобского месторождения с применением технологии одновременно-раздельной закачки воды / А.В.Барышников, А.Н.Янин. Тюмень-Курган: Зауралье, 2013. 344 с.
4. Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений / В.Н.Глущенко, М.А.Силин, Ю.Г.Герин. М.: Интерконтакт Наука, 2009. 475 с.
5. Голубев И.А. Практика применения аппаратов магнитной обработки для интенсификации процессов первичной подготовки нефти / И.А.Голубев, А.В.Голубев, А.Б.Лаптев // Записки Горного института. 2020. Т. 245. С. 554-560.
DOI: 10.31897/PMI.2020.5.7
6. Девликамов В.В. Аномальные нефти / В.В.Девликамов, М.М.Кабиров, З.А.Хабибуллин. М.: Недра, 1975. 168 с.
7. Долгий И.Е. Способы увеличения нефтеотдачи при комплексном освоении Яргского нефтетитанового месторождения // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 263-267. **DOI: 10.25515/PMI.2018.3.263**
8. Жу́ко П.В. Разработка принципов управления реологическими свойствами аномальных нефтей: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2003. 43 с.
9. Злобин А.А. Изучение механизма магнитной активации нефти для защиты добывающих скважин от асфальтеносмолопарафиновых отложений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2017. Т. 16. № 1. С. 49-63. **DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.6**
10. Ибрагимов Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г.Ибрагимов, В.П.Тронов, И.А.Гуськова. М.: Нефтяное хозяйство, 2011. 240 с.

11. Ильин А.Н. Высокопарафинистые нефти: закономерности пространственных и временных изменений их свойств / А.Н.Ильин, Ю.М.Полищук, И.Г.Ященко // Нефтегазовое дело. 2007. № 1. С. 1-15.
12. Казаков А.А. Результаты внедрения технологии ООО «Каскад» для очистки скважин от парафиновых отложений на Харьгинском месторождении / А.А.Казаков, Ю.Г.Юнин, А.Н.Вишняков // Нефтяное хозяйство. 2007. № 2. С. 117-119.
13. Каменищиков Ф.А. Тепловая депарафинизация скважин. М.-Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, 2005. 254 с.
14. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов: нормативно-методическая документация. М.: ЕСОЭН, 2016. 323 с.
15. Кондрашева Н.К. Сравнительная оценка структурно-механических свойств тяжелых нефтей Тимано-Печорской провинции / Н.К.Кондрашева, Ф.Д.Байталов, А.А.Бойцова // Записки Горного института. 2017. Т. 225. С. 320-329. DOI: 10.18454/PMI.2017.3.320
16. Кочкина Ю.В. Условия формирования залежей углеводородов южной части Печоро-Кожвинского мегавала Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Ухта: Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2017. 28 с.
17. Крупин Г.Г. Комплексный подход к удалению АСПО в добывающих скважинах Кыртаельского месторождения // Инженерная практика. 2017. № 3. С. 16-17.
18. Куранов А.В. Невостребованные нефтегазовые объекты Тимано-Печорской провинции, их углеводородный потенциал и перспективы вовлечения в освоение: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Ухта: ООО «Тимано-Печорский научно-исследовательский центр», 2015. 31 с.
19. Малкин А.Я. Реология: концепции, методы, приложения / А.Я.Малкин, А.И.Исаев. СПб: Профессия, 2007. 560 с.
20. Нефтегазовый комплекс России – 2019. Часть 1. Нефтяная промышленность – 2019: долгосрочные тенденции и современное состояние / И.В.Филимонова, В.Ю.Немов, И.В.Приворонина и др. Новосибирск: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А.Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, 2020. 90 с.
21. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018615299 РФ. Программа автоматизированной обработки вязкостно-температурных характеристик нефти для оценки фазового состояния в ней парафинов / А.Н.Александров, М.К.Рогачев, В.М.Лавренчук. Опубл. 04.05.2018. Бюл. № 5.
22. Тимано-Печорская провинция: геологическое строение, нефтегазоносность и перспективы освоения / М.Д.Белонин, О.М.Прищепа, Е.Л.Теплов и др. СПб: Недра, 2004. 396 с.
23. Турбаков М.С. Исследование моющей способности химических реагентов для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах / М.С.Турбаков, А.В.Митрошин, К.В.Андреев // Нефтяное хозяйство. 2017. № 8. С. 104-107. DOI: 10.24887/0028-2448-2017-8-104-107
24. Турбаков М.С. Обоснование и выбор технологий предупреждения и удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений в скважинах (на примере нефтяных месторождений Пермского Прикамья): Автореф. дис. ... канд. техн. наук. СПб: Санкт-Петербургский государственный горный университет, 2011. 20 с.
25. Худяков Д.А. ОРЭ скважин с применением дуальных систем. Опыт внедрения и эксплуатации // Инженерная практика. 2012. № 6. С. 20-23.
26. Челинцев С.Н. Повышение эффективности трубопроводного транспорта высокозастывающих нефтей в сложных природно-климатических условиях: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. М.: Российский государственный университет нефти и газа им. И.М.Губкина, 2002. 30 с.
27. Череповицын А.Е. Инновационный подход к освоению минерально-сырьевого потенциала Арктической зоны РФ / А.Е.Череповицын, С.А.Липина, О.О.Евсеева // Записки Горного института. 2018. Т. 232. С. 438-444. DOI: 10.31897/PMI.2018.4.438
28. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии. М.: КолосС, 2003. 312 с.
29. Advances in rheology and flow assurance studies of waxy crude / Zhang Jinjun, Yu Bo, Li Hongying, Huang Qiyu // Petroleum Science. 2013. Vol. 10. Iss. 4. P. 538-547. DOI: 10.1007/s12182-013-0305-2
30. Aleksandrov A.N. Simulating the formation of wax deposits in wells using electric submersible pumps / A.N.Aleksandrov, M.A.Kishchenko, V.T.Nguyen // Advances in Raw Material Industries for Sustainable Development Goals. London: CRC Press, 2021. P. 283-295. DOI: 10.1201/9781003164395
31. Adeyanju O. An experimental study of rheological properties of Nigerian waxy crude oil / O.Adeyanju, L.Oyekunle // Petroleum Science and Technology. 2012. Vol. 30. Iss. 11. P. 1102-1111. DOI: 10.1080/10916466.2010.498717
32. Flow assurance study for waxy crude oils / M.C.K.Oliveira, A.Teixeira, L.C.Vieira et al. // Energy & Fuels. 2012. Vol. 26. Iss. 5. P. 2688-2695. DOI: 10.1021/ef201407j
33. Khaibullina K.S. Development of an asphalt-resin-paraffin deposits inhibitor and substantiation of the technological parameters of its injection into the bottom-hole formation zone / K.S.Khaibullina, G.Y.Korobov, A.V.Lekomtsev // Periódico Tchê Química. 2020. Vol. 17. Iss. 34. P. 769-781.
34. Khormali A. Asphaltene precipitation and inhibition in carbonate reservoirs // Petroleum Science and Technology. 2017. Vol. 35. Iss. 5. P. 515-521. DOI: 10.1080/10916466.2017.1295070
35. Modeling of heavy-oil flow with regard to their rheological properties / I.Beloglazov, V.Morenov, E.Leusheva, O.T.Gudmestad // Energies. 2021. Vol. 14. Iss. 2. № 359. DOI: 10.3390/en14020359
36. Van Thang Nguyen. A new approach to improving efficiency of gas-lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the Dragon field / Van Thang Nguyen, M.K.Rogachev, A.N.Aleksandrov // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Vol. 10. P. 3663-3672. DOI: 10.1007/s13202-020-00976-4
37. Simulation of organic solids formation process in high-wax formation oil / A.N.Aleksandrov, M.K.Rogachev, Thang Nguyen Van, M.A.Kishchenko, E.A.Kibirev // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources. London: CRC Press, 2019. Vol. 2. P. 779-790. DOI: 10.1201/9781003014638-39

Авторы: М.К.Рогачев, д-р техн. наук, профессор, rogatchev@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0002-9121-5140> (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия), А.Н.Александров, инженер, sania.alexandro2012@yandex.ru, <https://orcid.org/0000-0003-3167-5388> (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия).

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 11.03.2021.

Статья принята к публикации 27.07.2021.