

УДК 622.692.4.004.55:621.7.022.21

## Новый методический подход к исследованию эффективности ингибиторов АСПО и депрессорных присадок применительно к реальным условиям нефтепромыслового производства

## The New Methodic Approach to the Effectiveness Research of Asphalt and Wax Inhibitors and Depressants in the Context of Real Oil Field Conditions

В.С. Диденко, А.В. Николаев, ОАО «Институт по проектированию и  
исследовательским работам в нефтяной промышленности «Гипровостокнефть»

V. Didenko, A. Nikolaev

### Аннотация

При постановке лабораторных исследований по прогнозированию технологической эффективности АСПО-ингибирующих и депрессорных присадок температурно-гидромеханические условия обработки нефти реагентом зачастую не соответствуют реальным параметрам работы нефтепромысловых систем. Получаемые при этом результаты нельзя рассматривать в качестве основы для принятия безошибочных решений при выборе и оценке применимости реагентов. Вследствие этого необходим новый методический подход, позволяющий объективно оценить эффективность ингибиторов АСПО и депрессорных присадок, сделать надежным и экономически обоснованным их выбор. В ОАО «Гипровостокнефть» разработан такой методический подход, учитывающий условия функционирования нефтепромысловых и транспортных объектов, тип действия реагента и свойства нефти, исследуемой на восприимчивость к реагенту. Применение разработанного подхода показано на примере высокопарафинистой нефти Сузунского месторождения (готовящегося к вводу в эксплуатацию), для условий технологической инфраструктуры которого подобран реагент, сочетающий АСПО-ингибирующие и депрессорные функции: эффективность ингибирования АСПО составляет величину до 72%, температура застывания нефти уменьшена с  $-10^{\circ}\text{C}$  до  $-20^{\circ}\text{C}$  и ниже, предел текучести при низких температурах уменьшен в десятки раз, вязкость – в



7–10 раз. При использовании полученных результатов периодичность очистки оборудования от парафиноотложений снижается в 3–4 раза, обеспечивается малопрочная структура отложений и их беспрепятственное удаление, уменьшаются гидравлические сопротивления в трубопроводах и затраты на перекачку транспортируемой продукции, увеличивается время безопасной остановки трубопровода, повышается надежность и безопасность функционирования всех нефтепромысловых и трубопроводных систем.

**Ключевые слова:** ингибитор асфальто-смоло-парафиновых отложений, депрессорная присадка, методический подход, трубопровод, технологическая эффективность.

### Abstract

*During laboratory studies aimed at the prediction of efficiency of asphalt and wax inhibitors and depressants temperature and hydromechanical conditions of oil treatment with the chemical are often different from the real working conditions of oil field systems. Therefore obtained in such way results cannot be used as the basis for adequate applicability solution and for chemicals selection. The new methodic approach is required for objective appraisal of asphalt and wax inhibitors and depressants efficiency allowing their reliable and economically feasible selection. Giprovostokneft developed such methodic approach which takes account of the real conditions of oil field and transport facilities, type of chemical effect as well as characteristics of the crude subject to inhibitor/depressant response studies. For example, the new approach was applied to high-wax crude of Suzun field being prepared to commissioning. For Suzun field infrastructure we found a chemical having the properties of both asphalt/wax inhibitor and depressant. Asphalt/wax inhibitor efficiency amounts to 72 %, pour point of crude dropped from  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  to  $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$  and lower; yield point at low temperature reduced tens of times, viscosity reduced 7–10 times. The use of the chemical will enable to increase intervals between wax deposits cleaning 3–4 times; cleaning will be easier due to the loose structures of deposits; friction in pipeline and, hence, oil transport costs will be reduced; the safe idle period of the shutdown pipeline will increase, reliability and safety of all field lines and main pipeline systems will be improved.*

**Keywords:** Asphalt/wax inhibitor, depressor, methodic approach, pipeline, process efficiency.

Среди совокупности факторов, из влияния которых складываются закономерности процесса образования АСПО, в части свойств нефти основополагающее значение имеют общее содержание и молекулярно-массовое распределение  $n$ -парафинов  $C_{16+}$  – потенциальных составообразующих компонентов парафиноотложений.

Классификации нефтей по содержанию парафинов и другим технологически важным физико-химическим показателям приведены в табл. 1.

Из практического опыта известно, что проблема проявления АСПО наиболее характерна для парафинистых и особенно для высокопарафинистых нефтей. Так, при транспорте нефтей по системе магистральных трубопроводов компании ОАО «АК «Транснефть» используется следующая оценка возможности осложнений, заключающихся в выпадении АСПО: согласно отраслевому регламенту [6], если по участку трубопровода транспортируется нефть с содержанием парафинов более 6% мас., то такой участок



Таблица 1 – Типизация (классифицирование по типам) нефтей

Признак типизации	Распределение нефтей по типам и интервалы распределения	Ссылка на источник
Содержание парафинов	Малопарафинистые – менее 1,51% мас.; Парафинистые – от 1,51 до 6,00% мас.; Высокопарафинистые – более 6,00% мас.	[1]
Суммарное содержание смол и асфальтенов	Малосмолистые – менее 10% мас.; Смолистые – от 10 до 20% мас.; Высокосмолистые – более 20% мас.	[2]
Плотность при 20 °С	Особо легкие – менее 830 кг/м <sup>3</sup> ; Легкие – 830,1...850,0 кг/м <sup>3</sup> ; Средние – 850,1...870,0 кг/м <sup>3</sup> ; Тяжелые – 870,1...895,0 кг/м <sup>3</sup> ; Битуминозные – более 895,0 кг/м <sup>3</sup> .	[3]
Вязкость при 20 °С	Маловязкие – менее 10 мм <sup>2</sup> /с; Средневязкие – от 10 до 35 мм <sup>2</sup> /с; С повышенной вязкостью – от 35 до 100 мм <sup>2</sup> /с; Высоковязкие – от 100 до 500 мм <sup>2</sup> /с; Сверхвязкие – более 500 мм <sup>2</sup> /с.	[4]
Температура застывания	Высокозастывающие – выше 0 °С.	[5]

считается осложненным парафиноотложением (в регламенте также приводится другой самостоятельный фактор возникновения осложнений парафиноотложением – скорость потока нефти менее 0,7 м/с, что весьма важно учитывать на начальных стадиях эксплуатации нефтяного месторождения).

Распределение парафинов нефти по молекулярным массам напрямую определяет характер процесса выделения парафиновых кристаллов по мере снижения температуры. От этого распределения зависит температура начала кристаллизации парафина (температура насыщения нефти парафином), расположение области температур массовой кристаллизации парафина и, соответственно, температура начала массовой кристаллизации парафина.

Нефть обустриваемого Сузунского месторождения (расположенного на севере Красноярского края) представляет собой высокопарафинистую нефть с содержанием парафинов 7,1–9,1% мас., что указывает на ее повышенную склонность к проявлению АСПО в нефтепромысловых и трубопроводных системах. На тех участках трубопроводных линий и

технологического оборудования, где рабочие температуры будут ниже температуры начала массовой кристаллизации парафина, существует высокая термодинамическая вероятность процесса образования АСПО.

Хорошо известно, что в последние годы в нефтепромысловой практике в качестве основного метода предотвращения осложнений парафиноотложением применяется технология ингибиторной защиты от АСПО с помощью специальных химических агентов (для НКТ иногда используется альтернативная возможность предупреждения отложений, заключающаяся в покрытии внутренней поверхности труб гладкими материалами). Однако необходимый технологический эффект от применения ингибиторов АСПО может быть достигнут только в случае их правильного выбора с учетом физико-химической совместимости активной действующей основы реагентов с нефтью и реализации условий их работоспособности. Для выбора ингибитора АСПО, наиболее эффективного в условиях систем добычи, сбора, подготовки и внешнего транспорта нефти Сузунского месторождения, был применен раз-



работанный в ОАО «Гипрвостокнефть» новый методический подход, позволяющий успешно решать подобные задачи.

Согласно существующей классификации ингибиторы АСПО подразделяются на модификаторы морфологии кристаллов, модификаторы поверхности кристаллов, смачивающие агенты и диспергаторы. Реагенты того или иного типа на основании предварительного анализа и проведенных исследований могут быть рекомендованы для различных сортов нефтей и разных температурно-гидродинамических условий нефтепромыслового производства.

В целях выбора и совершенствования методической базы проведения исследований по определению эффективности ингибиторов АСПО был проанализирован ряд технико-технологических средств и методических подходов в данной области, включая метод холодного контакта, тест Олиенсиса на гомогенность, качественный способ оценки путем диспергирования и отмыва АСПО, метод на основе анализа траекторий протекания фиксированных объемов нефти и некоторые другие.

Метод холодного контакта является наиболее распространенным и достаточно хорошо известным в практике лабораторных работ с ингибиторами АСПО. В этом методе реализуются все элементарные этапы процесса отложения асфальто-смоло-парафиновых компонентов нефти: образование центров кристаллизации, рост и соосаждение кристаллических, аморфных и смолистых веществ, их разрушение и диспергирование под действием движущегося потока нефти.

Вместе с тем при использовании этого метода в ряде случаев исследователи рекомендуют устанавливать температуру холодной поверхности на 5 °С ниже, а температуру внешнего обогрева на 25 °С

выше температуры застывания образца нефти. Такой подход, на наш взгляд, не всегда является объективным, так как нефти обладают различными физико-химическими свойствами и нередко температура нагрева нефти на 25 °С выше температуры застывания не соответствует температуре начала кристаллизации парафина, а температура холодной поверхности на 5 °С ниже температуры застывания может не соответствовать температуре образования АСПО. К тому же реальные промысловые условия чаще всего не совпадают с указанными температурами нагрева и охлаждения нефти. Поэтому в лабораторных условиях необходимо учитывать реально существующий температурный диапазон работы нефтепромысловых объектов.

При изучении ингибирующей способности модификаторов кристаллизации парафина следует иметь в виду, что наилучший технологический эффект достигается в случае ввода реагента в нефть, имеющую температуру не ниже температуры начала кристаллизации парафина.

Температура холодной поверхности при исследовании эффективности всех типов ингибиторов АСПО должна соответствовать температуре образования прочной парафиновой структуры, которая не всегда совпадает или одинаковым образом связана с температурой застывания нефти, представляющей собой условный показатель. Кроме того, при выборе температуры холодной поверхности для гарантии надежного результата испытаний необходимо исходить из условия получения в холостом опыте не менее 1,5–2 г отложений. При этом добиваться большего количества отложений за счет применения чрезмерно низких температур холодной поверхности не всегда желательно, так как возможно снижение селективности процесса от-



ложения асфальто-смоло-парафиновых компонентов. Увеличение количества отложений при необходимости может быть достигнуто более продолжительным контактированием образцов нефти с холодной поверхностью в течение опыта.

В целях прогнозирования эффективных параметров обработки Сузунской нефти ингибиторами АСПО были определены физико-химические свойства образцов нефти, отобранных со скважины № 3746 Сузунского месторождения (пласт Нх-1).

При проведении исследований были использованы реагенты различных типов и разных производителей (21 реагент). Тестируемые реагенты далее обозначены арабскими цифрами.

Работы проводились в два этапа. При проведении первого этапа ставилась задача подобрать эффективный реагент для предотвращения образования АСПО в системах добычи/сбора и внешнего транспорта нефти Сузунского месторождения. Данный этап был разбит на два подэтапа.

На первом подэтапе были приняты условия имитации температурных режимов для системы добычи и сбора продукции скважин Сузунского месторождения. Было учтено, что если ингибитор АСПО представляет собой модификатор кристаллизации парафина, то его работоспособность должна быть обеспечена подачей в нефть при температуре выше температуры начала кристаллизации парафина. Для выполнения этого требования ингибитор АСПО предполагается вводить через капиллярные трубки на забой скважины, где температура нефти составляет 58–60 °С (выше температуры начала кристаллизации). Температура среды, окружающей трубопроводные коммуникации системы сбора, предварительно принята равной минус 15 °С для условий надземной прокладки.

При проведении исследований для реализации заданных условий использовалась термостатируемая пропеллерная мешалка с регулируемым и фиксируемым числом оборотов от 0 до 3000 мин<sup>-1</sup>. При приготовлении образцов нефти с реагентом и контрольной пробы без реагента в мешалку заливается по 120 см<sup>3</sup> нефти, которая нагревается до температуры 60 °С при обеспечении интенсификации теплообмена перемешиванием на невысоких оборотах до 500 мин<sup>-1</sup>. После нагрева в нефть вводится заданная доза реагента с последующим перемешиванием в мешалке при числе оборотов 3000 мин<sup>-1</sup> в течение 3 мин. Подготовленная проба переливается в металлический контейнер, помещается в термостат с температурой 60 °С и находится в нем до готовности остальных проб нефти. В дальнейшем пробы исследуются на основе принципа холодного контакта с применением необходимых определяющих параметров. При этом температура жидкости в термостате поддерживается на уровне 50 °С, а температура поверхности холодного контакта составляет минус 15 °С. Одновременно исследуются 2–4 образца нефти. Эффективность ингибиторов АСПО рассчитывается по известной формуле.

Результаты лабораторных исследований по подбору эффективного реагента для предотвращения образования АСПО в системе добычи и сбора нефти Сузунского месторождения приведены в табл. 2.

На втором подэтапе первого этапа исследований были приняты условия имитации температурных режимов для системы внешнего транспорта товарной нефти Сузунского месторождения. Ингибитор АСПО предполагается вводить через узел подачи реагента в точке после насосной внешней транспорта, где температура нефти составит 55 °С. Температура среды, окружающей трубопровод



Таблица 2 – Эффективность ингибиторов АСПО при температуре нагрева нефти плюс 60 °С и температуре холодной поверхности минус 15 °С

Реагент	Дозировка реагента, г/т	Эффективность ингибирования, %	Температура застывания нефти, °С
–	0	–	–10
№ 1	200	0	–19
	500	0	< –20
№ 2	500	0	–13
	1000	2	< –20
№ 3	100	0	< –20
	200	19	< –20
	500	18	< –20
№ 4	100	0	–17
	200	31	< –20
	500	23	< –20
	1000	31	< –20
№ 5	200	9	< –20
	500	53	< –20
	1000	49	< –20
№ 6	500	13	–10
	1000	15	–16
№ 7	500	0	–9
	1000	0	–15
№ 8	200	35	–13
	500	29	–15
	1000	29	–15
№ 9	200	0	–8
	500	0	–10
	1000	0	–11
№ 10	200	9	–10
	500	9	–10
	1000	0	–7
№ 11	200	0	–11
	500	0	–11
	1000	0	–16
№ 12	200	0	–10
	500	0	–10
	1000	0	–9

№ 13	200	3	–10
	500	3	–10
	1000	0	–10
№ 14	200	0	–10
	500	0	–10
	1000	0	–10
№ 15	200	2	–10
	500	7	–13
	1000	7	–16
№ 16	200	3	–10
	500	3	–10
	1000	0	–10
№ 17	200	0	–14
	500	0	–14
	1000	0	–14
№ 18	200	43	–20
	500	70	–20
	1000	75	< –20
№ 19	200	37	–17
	500	64	–20
	1000	71	< –20
№ 20	200	17	–12
	500	25	–13
	1000	25	–13
№ 21	200	0	–11
	500	13	–16
	1000	14	–16

внешнего транспорта, предварительно принята равной минус 15 °С для условий надземной прокладки.

При проведении исследований для выполнения заданных условий использовался методический подход, аналогичный изложенному выше.

Результаты лабораторных исследований по подбору эффективного реагента для предотвращения образования АСПО в системе внешнего транспорта товарной нефти Сузунского месторождения приведены в табл. 3.



Таблица 3 – Эффективность ингибиторов АСПО при температуре нагрева нефти плюс 55 °С и температуре холодной поверхности минус 15 °С

Реагент	Дозировка реагента, г/т	Эффективность ингибирования, %	Температура застывания нефти, °С
–	0	–	–10
№ 18	200	40	–20
	500	72	–20
	1000	76	<–20
№ 19	200	45	–20
	500	62	–20
	1000	68	<–20

По результатам определения эффективности группы ингибиторов АСПО наиболее высокую ингибирующую способность показали реагенты № 18 и 19. Их эффективность при дозировке 500 г/т составила величину 64–70% для условий системы добычи/сбора и 62–72% для условий внешнего транспорта. При этом температура застывания нефти снизилась с минус 10 °С до минус 20 °С и ниже. Также достаточно приемлемую ингибирующую способность проявил реагент № 5.

Отсутствующая или недостаточно высокая эффективность остальных исследованных ингибиторов АСПО не свидетельствует об их неудовлетворительном качестве, а является следствием их несовместимости с нефтью Сузунского месторождения по механизму взаимодействия.

Необходимость эксплуатации систем сбора и внешнего транспорта высокопарафинистой нефти в северных условиях предопределяет экономическую и технологическую предпочтительность выбора такого реагента, при использовании которого обеспечивается не только предупреждение образования АСПО, но и улучшение транспортальных свойств перекачиваемой нефти, снижение пусковых давлений трубопровода при низ-

ких температурах и увеличение времени безопасной остановки трубопровода. С целью оценки депрессорной эффективности выбранных для Сузунской нефти ингибиторов АСПО был проведен второй этап лабораторных исследований, в ходе которого для обработанных реагентами образцов нефти определялись структурно-механические характеристики: реологические показатели и температура застывания.

При выполнении реологических исследований использовался ротационный вискозиметр Rheotest. Для определения температуры застывания нефти из двух существующих методик – РД 39-0148311-321-88 [7] и ГОСТ 20287-91 [8] – была выбрана первая. С позиций релевантности получаемой для практических целей информации эти методики не являются взаимозаменяемыми.

Порядок определения температуры застывания по широко распространенному в нефтяной промышленности методу ГОСТ [8] предусматривает в качестве подготовительной операции нагрев исследуемого образца до температуры 50 °С с последующим его охлаждением в статических условиях. Вполне очевидно, что при такой обработке, во-первых, парафиновая кристаллическая структура, существующая в образце нефти, частично или полностью растворяется и затем формируется заново и, во-вторых, это происходит под влиянием температурно-гидростатического режима, не соответствующего реальным параметрам работы нефтепромысловых и трубопроводных систем. В результате в большинстве случаев имеет место отклонение температуры застывания исследуемой нефти в ту или иную сторону (как правило, довольно существенное), что не позволяет с помощью метода ГОСТ [8] измерить фактическую температуру застывания образца (один из факторов,



определяющих направление изменения температуры застывания, – температура начала кристаллизации парафина, которая у большинства различных нефтей или выше, или ниже 50 °С). В отношении возможности получения необходимой информации другой минус этого метода состоит в том, что изменение температуры застывания образца происходит вследствие воздействия на его структуру именно стандартизированных условий предварительной обработки, не совпадающих с реализуемыми на практике технологическими условиями, от которых зависит характер протекания процесса кристалло- и структурообразования в ходе трубопроводного транспорта нефти. Поэтому в рамках данного метода не представляется возможным смоделировать интересующую температурную и гидродинамическую предысторию образца и, соответственно, выяснить температуру застывания, отвечающую этой предыстории. Метод также неприменим для оценки эффективности ряда приемов по улучшению структурно-механических свойств нефтей (таких как обработка депрессаторами, термообработка, виброобработка и др.), поскольку любая предыстория, наложенная на образец при реализации какого-либо из этих приемов, при попытке определения температуры застывания по ГОСТ [8] будет утрачена с заменой на «стандартную» предысторию.

По РД [7] температура застывания нефти определяется способом плавления после охлаждения до температуры ниже предполагаемой температуры застывания, что исключает рекристаллизацию парафиновой структуры в не соответствующих транспорту условиях и в целом не вызывает искажения структурно-механических свойств нефти. Последнее дает возможность перед определением температуры застывания по

РД [7] воспроизвести в лабораторных условиях в отношении исследуемой нефти температурно-гидродинамическую предысторию, аналогичную по ключевым параметрам той, которую нефть приобретает перед поступлением в трубопроводную систему и в течение дальнейшего трубопроводного транспорта. Наделение исследуемого образца необходимой предысторией осуществляется путем его нагрева до температуры, определяемой температурным режимом поступления нефти с процесса промышленной подготовки в трубопровод внешнего транспорта, и последующего динамического охлаждения образца (при перемешивании в герметичном контейнере) до температуры проведения испытаний. При таком подходе сформировавшаяся парафиновая структура будет характерной для рассматриваемых условий трубопроводного транспорта, а определяемая по РД [7] температура застывания правильно отразит структурно-механическое поведение нефти в части потери текучести.

Для проведения второй стадии исследований были использованы реагенты, наиболее эффективно предотвращающие выпадение АСПО из нефти Сузунского месторождения.

Комплекс лабораторных исследований структурно-механических свойств включал испытания контрольного образца и образцов нефти с реагентами № 5, 18 и 19 при их дозировке 500 г/т с нагревом до температуры 60 °С и охлаждением в динамических условиях до температуры проведения испытаний. Дозировка реагентов 500 г/т была принята на основании лабораторных данных об оптимальной величине их подачи в нефть для предотвращения образования АСПО. Температурный диапазон исследования предела текучести и динамической вязкости образцов нефти был принят от





минус 15 °С до плюс 60 °С. Результаты исследований показали, что температура застывания контрольного образца нефти составляет минус 10 °С. Результаты определения реологических свойств контрольного образца нефти Сузунского месторождения приведены в табл. 4 и 5.

Таблица 4 – Начальное и предельное напряжения сдвига контрольного образца нефти

Температура застывания, °С	Температура опыта, °С	Градиент скорости, с <sup>-1</sup>	Напряжение сдвига, Па	
			начальное	предельное
-10	-15	0,15	211,28	38,54
	-10		45,42	6,54
	-5		34,07	5,85
	0		2,49	0,90

Таблица 5 – Вязкостно-температурные свойства контрольного образца нефти

Температура опыта, °С	Вязкость, мПа·с, при градиенте скорости, с <sup>-1</sup>					
	9	16	27	80	240	440
-15	6311,1	3969,1	2700,0	1295,7	624,5	414,5
-10	1512,4	1024,7	794,7	414,4	198,2	158,9
-5	1324,3	928,4	644,1	329,6	179,4	137,9
0	555,6	346,3	240,7	116,0	65,9	52,2
5	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3	26,3
10	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0	19,0
20	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
40	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
60	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1

Из результатов определения реологических свойств следует, что при низких температурах от минус 15 до плюс 5 °С нефть Сузунского месторождения является высоковязкой и обладает неньютоновскими свойствами с высокими начальными и предельными напряжениями сдвига, что может вызвать осложнения при пуске трубопровода после его временной остановки в зимний период.

Обработка образцов сузунской нефти ингибитором АСПО № 5 дает недостаточно высокий эффект в улучшении ее реологических характеристик. Использование этого ингибитора не позволяет выйти за

существующий температурный диапазон неньютоновских свойств, при этом начальное и предельное напряжения сдвига нефти снижаются несущественно, а вязкость – на 30–40%. С учетом незначительно выраженного депрессорного действия реагент № 5 может быть использован только в качестве ингибитора АСПО.

Из исследуемой группы ингибиторов АСПО наиболее высокая эффективность депрессорного действия на нефть Сузунского месторождения наблюдается у реагентов № 18 и № 19. Температура застывания образцов нефти с добавкой перечисленных реагентов составляет минус 20 °С и ниже. Результаты изучения реологических свойств нефти, обработанной реагентом № 18, приведены в табл. 6 и 7.

Из полученных результатов следует, что использование реагента № 18 позволяет снизить температуру появления неньютоновских свойств нефти с плюс 5 до минус 5 °С, начальное напряжение сдвига нефти при температуре минус 15 °С в 27 раз и при температуре минус 10 °С в 22 раза, предельное напряжение сдвига при температуре минус 15 °С в 17 раз и при температуре минус 10 °С в 11 раз, вязкость в диапазоне низких температур в 7–10 раз.

Несколько худшие показатели дает использование реагента № 19, снижающего температуру появления неньютоновских свойств нефти с плюс 5 до 0 °С, начальное напряжение сдвига нефти в температурном диапазоне от –15 до –5 °С в 8 раз, предельное напряжение сдвига в температурном диапазоне от –15 до –5 °С в 6 раз, вязкость в диапазоне низких температур в 3–3,5 раза.

Таблица 6 – Начальное и предельное напряжения сдвига нефти с добавкой реагента № 18

Температура застывания, °С	Температура опыта, °С	Градиент скорости, с <sup>-1</sup>	Напряжение сдвига, Па	
			начальное	предельное
-20	-15	0,15	7,77	2,26
	-10		2,06	0,57



Таблица 7 – Вязкостно-температурные свойства нефти с добавкой реагента № 18

Температура опыта, °С	Вязкость, мПа·с, при градиенте скорости, с <sup>-1</sup>					
	9	16	27	80	240	440
-15	490,1	323,5	215,6	122,6	91,7	81,9
-10	166,0	114,8	92,2	64,3	51,5	45,8
-5	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1	27,1
0	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1	19,1
5	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7	14,7
10	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7
20	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3	7,3
40	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8
60	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

Таким образом, из числа протестированных реагентов наиболее высокой эффективностью с точки зрения предотвращения выпадения АСПО из нефти Сузунского месторождения и улучшения ее реологических свойств обладает реагент № 18, на основании чего он может быть рекомендован к опытно-промышленному использованию в системах добычи, сбора, подготовки и транспорта нефти Сузунского месторождения при дозировке 500 г/т с дальнейшей ее корректировкой.

Описанный методический подход к проведению исследований предоставляет важную возможность объективной оценки наличия работоспособности и выявления функциональности АСПО-ингибирующих и депрессорных присадок с учетом факторов, определяющих степень реализуемости их механизмов действия для конкретных условий нефтепромыс-

лового производства. В итоге результаты действия ингибитора АСПО № 18 на нефть Сузунского месторождения, зафиксированные с помощью разработанного методического подхода, дают основания рассматривать этот реагент как многофункциональный, позволяющий (при применении в нефтепромысловых и транспортных системах Сузунского месторождения) снизить периодичность очистки оборудования от парафиноотложений в 3–4 раза и вместе с этим обеспечить малопрочную структуру отложений и их беспрепятственное удаление, существенно понизить температуру застывания нефти, приблизив ее к уровню зимней температуры окружающей среды, сократить энергетические затраты на транспорт нефти, заметно снизить гидравлические сопротивления в трубопроводных линиях и повысить их пропускную способность, в ситуациях прекращения перекачки нефти по трубопроводу при низких окружающих температурах значительно увеличить время безопасной остановки трубопровода (время до «замораживания» трубопровода) и снизить пусковые давления при возобновлении его работы, особенно в зимний период, повысить надежность работы всех нефтепромысловых и трубопроводных систем, а также исключить необходимость использования нескольких видов присадок благодаря способности рекомендуемого реагента эффективно сочетать в себе несколько функций. ■

#### Литература

1. ОСТ 38.01 197-80. Нефти СССР. Технологическая индексация.
2. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. – М: Недра, 1975. – 515 с.
3. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия.
4. Яценко И.Г. Комплексный анализ данных по физико-химическим свойствам трудноизвлекаемой нефти в информационно-вычислительной системе//Горные ведомости. – 2011. – № 7. – С. 26–36.
5. Глуценко В.Н., Силин М.А., Герин Ю.Г. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений//Нефтепромысловая химия. – Т. 5. М.: Интерконтакт Наука, 2009. – 475 с.
6. ОР-75.180.00-КТН-018-10. Отраслевой регламент «Очистка магистральных нефтепроводов от асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ)».
7. РД 39-0148311-328-88. Методика определения температуры застывания парафиновых нефтей. Реологические свойства.
8. ГОСТ 20287-91. Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания.