

## ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИНГИБИТОРА НА НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

Тырышкина Д.В.

Научный руководитель старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Низкотемпературные свойства являются чрезвычайно важными характеристиками нефтепродуктов, позволяющими не только судить об их физических свойствах, но также прогнозировать реологические и гидродинамические свойства.

Температура застывания нефтепродукта является оценочной характеристикой, позволяющей дать представление об эксплуатационных свойствах данного нефтепродукта. Она имеет большое практическое значение для проведения операций, осуществляемых при низких температурах: прием, транспортировка и поставка нефти и нефтепродуктов. Также эта характеристика учитывается при использовании нефтепродуктов в зимних условиях.

Застывание нефти и нефтепродуктов происходит при стремительном увеличении вязкости в диапазоне низких температур и обуславливается присутствием в их составе растворенных парафинов и церезинов. При охлаждении эти компоненты переходят в твердое состояние, образуя кристаллическую решетку, способную удерживать эмульсионные жидкие углеводороды.

Наиболее эффективным методом борьбы с отложениями является добавление в поток нефти ингибиторов. Их принцип действия заключается в предотвращении выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках трубопроводов, насосно-компрессорных труб и другом оборудовании. Самыми достоверными показателями эффективности действия ингибитора являются значения вязкости и температуры застывания нефти [1].

Целью данной работы является изучение низкотемпературных характеристик нефти Рыбального месторождения Томской области с добавлением двух типов ингибиторов в различных дозировках.

Физико-химические свойства исследуемой нефти были взяты из технического регламента компании: плотность при 20 °С – 832 кг/м<sup>3</sup>, массовое содержание серы – 0,25 %, смол силикагелевых – 6,44 %, асфальтенов – 1,31 %, парафинов – 4,36 %. По существующей классификации И. С. Старобинца, данная нефть является парафинистой, смолистой, с малым содержанием асфальтенов. Обводненность была определена в образце нефти по ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды» по методу Дина и Старка и составила 57,3 % (об).

Определения проводились на измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН - SX – 800, который предназначен для определения температур застывания, помутнения и кристаллизации нефти. Прибор работает в диапазоне измерения температуры от минус 70 до плюс 30 °С, точность измерения температуры пробы составляет ±0,5 °С, в качестве охлаждающей жидкости используется проточная водопроводная вода [3]. Исследования проводились с добавлением в пробы нефти ингибитора асфальтеновых и парафиновых отложений ХПП-007 и ингибитора парафино-гидратотложений СНПХ-ИПГ-11А с концентрациями 45, 50 и 55 г/т. Компанией рекомендуется ингибитор СНПХ-ИПГ-11А с дозировкой 50 г/т.

В таблице представлены измеренные значения образцов исходной нефти и проб с ингибиторами.

Таблица

Значения температур застывания

Концентрация ингибитора, г/т	Температура застывания, °С		
	СНПХ	ХПП	Исходная нефть
45	-6,8	-3,4	-4,6
50	-7,4	-7,1	
55	-4,1	-1,2	

Определение динамической вязкости было проведено на измерителе низкотемпературных показателей нефтепродуктов ИНПН SX-850. Прибор работает в диапазоне измерения температур от минус 70 до плюс 30 °С, точность измерения температуры пробы составляет ±0,5 °С, точность определения динамической вязкости – 4 %, с числом оборотов 2400 об/мин. в качестве охлаждающей жидкости - проточная водопроводная вода [2].

Результаты обрабатывались с помощью программы Microsoft Excel.

На рисунке 1 представлены результаты измерения вязкости образцов нефти при понижении температуры с добавлением ингибиторов ХПП-007 и СНПХ-ИПГ-11А с теми же дозировками.

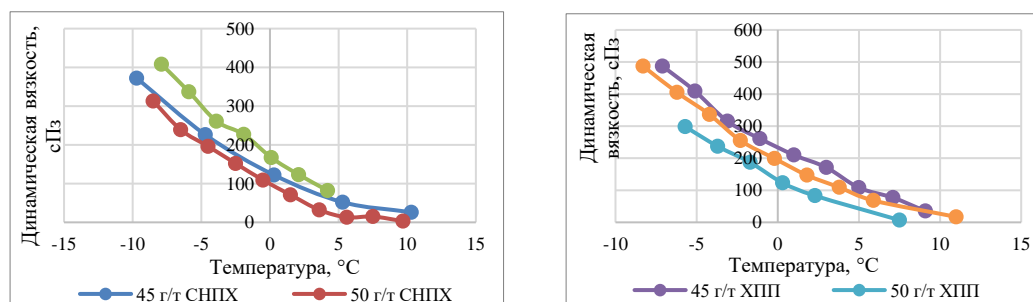


Рис. 1. Зависимость динамической вязкости от температуры

Из графиков следует, что самые низкие значения вязкости исследуемой нефти получены при добавлении 50 г/т ингибитора СНПХ-ИПП-11А. Среди образцов проб нефти с добавлением ингибитора ХПП-007 удовлетворительные результаты получились с дозировкой 50 г/т, но все же несколько выше, чем с аналогичной дозировкой ингибитора СНПХ-ИПП-11А. Из полученных результатов по уравнению Аррениуса-Френкеля-Эйринга были рассчитаны радиусы частиц при разных температурах [4]. На рисунке 2 представлены результаты расчета радиусов частиц при понижении температуры образцов нефти с добавлением ингибиторов ХПП-007 и СНПХ-ИПП-11А дозировками 45, 50 и 55 г/т.

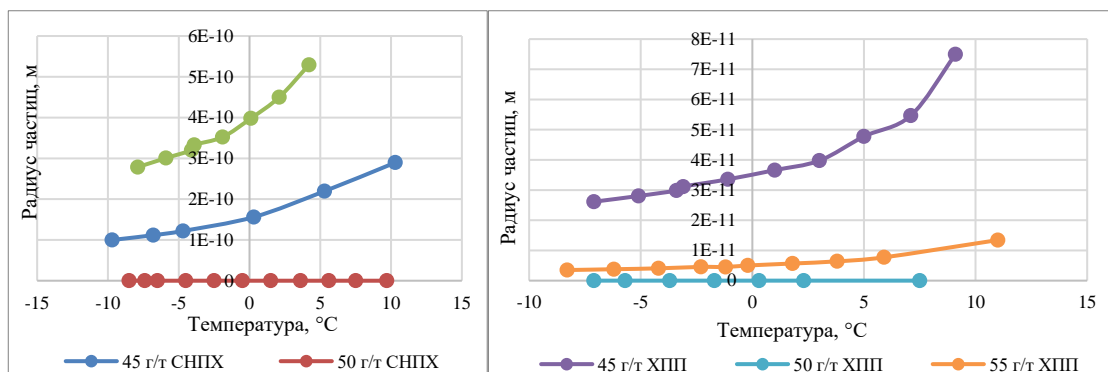


Рис. 2. Зависимость радиуса частиц от температуры

По полученным расчетам видно, что меньшими радиусами обладают частицы образца нефти, содержащего 50 г/т ингибитора ХПП-007. По результатам проделанной работы можно сделать вывод о том, что ингибитор СНПХ-ИПП-11А дозировкой 50 г/т, является наиболее эффективным по результатам измерения температур застывания и динамической вязкости. Это подтверждается расчетами радиусов частиц этого образца в интервале температур. Как альтернативный вариант можно предложить дозировку 50 г/т ингибитора ХПП-007, показавшего удовлетворительные результаты эксперимента.

#### Литература

1. Белянин Б. В., Эрих В. Н. Технический анализ нефтепродуктов и газа. – 1975.
2. Манжай В.Н., Колышкина С.Г., Чеканцева Л.В., Яценко И.Г. Реологические свойства и структура высоковязких нефтей различных месторождений // Нефть и газ. – Известия ВУЗов. 2018. – №1. – С. 112 – 118.
3. Тырышкина Д. В. Анализ низкотемпературных свойств аномальной нефти на примере Рыбального нефтяного месторождения (Томская область). – 2023.

### ОЦЕНКА ФАКТОРОВ, УХУДШАЮЩИХ ФАЗОВУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПО НЕФТИ ПРИ ПЕРВИЧНОМ ВСКРЫТИИ БУРОВЫМИ РАСТВОРАМИ

Уколов А.И.<sup>1,2</sup>

Научный руководитель инженер Пестерев А.В.<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия

Сохранение продуктивности скважины при освоении месторождений является одним из первостепенных вопросов. Нефтяной дебит зависит от показателей относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти. При воздействии на призабойную зону технологическими составами на водной основе (буровые промывочные и буферные жидкости, кислотные растворы, жидкости глушения и другие) ОФП по нефти снижается.

К важнейшему процессу, влияющему на дальнейшую разработку залежи, относится первичное вскрытие породы-коллектора, которое влечет за собой ухудшение естественных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта и может привести к следующим результатам:

- засорения твердой дисперсной фазой бурового раствора (БР) порового пространства коллектора;
- процесс диспергации глин в составе вмещающих пород;
- образования нерастворимых осадков при взаимодействии пластовых флюидов с фильтратом БР, образования водонефтяных эмульсий;
- повышения водонасыщенности в призабойной зоне скважины при фильтрации дисперсионной среды БР.

Целью данной работы является оценка вклада различных факторов, оказывающих негативное влияние на фазовую проницаемость пласта по нефти при первичном вскрытии и снижающих нефтяной дебит.

В работе рассматривались буровые растворы, которые часто применяются в строительстве скважин с горизонтальным участком в пластах малой мощности, где способом заканчивания скважины является нецементируемый хвостовик [2,3,5]: ингибированный полимеркарбонатный (ИПК), биополимерный ингибированный (БИ), биополимерный ингибированный с сульфированным асфальтом (БИА), биополимерный ингибированный