

Протекторная защита трубопроводов от коррозии заключается в присоединении защищаемого трубопровода к металлу, имеющему более отрицательный потенциал. При использовании протекторов коррозией разрушается не защищаемый трубопровод, а протектор-донор, изготовленный из электрохимически более активных металлов.

Цель проекта – анализ применения протекторной защиты как метода борьбы с коррозией трубопроводов.

Преимущества применения данного метода:

- относительно малые как капитальные, так и операционные затраты;
- простота в использовании;
- возможность защиты отдельных элементов;
- возможность защиты выкидных линий скважин;
- возможность комбинирования с другими видами защиты.

В работе была рассчитана экономическая эффективность (приблизительно 500 000 руб./год на 1 км трубопровода) применения протекторной защиты нефтепромысловых трубопроводов на примере Западно-Крапивинского месторождения.

Литература

1. Кац Н.Г., Стариков В.П., Парфенова С.Н. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии – Москва: Машиностроение, 2011. – 211 с.
2. Кирсанов В.В., Мингазетдинов И.Х., Глебов А.Н., Фролов Д.В. Промышленная безопасность трубопроводных систем // НефтьГазПромышленность. – 2006. – №6. – С. 17 – 28.
3. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела: Учебник для вузов. – Уфа: «ДизайнПолиграфСервис», 2005. – 528 с.
4. Мамулова Н.С. Все о коррозии: справочник. – Санкт-Петербург: Химиздат, 2000. – 517 с.

ВЛИЯНИЕ ТЕРМООБРАБОТКИ НА ТЕМПЕРАТУРУ ЗАСТЫВАНИЯ И РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ

И.В. Мурачев

Научные руководители заведующая лабораторией Л.В. Чеканцева¹,
научный сотрудник Е.В. Мальцева²

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия,

²Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук, г. Томск, Россия

Подвижность нефти при низких температурах имеет огромное значение в процессах перекачки и перевозки ее в зимних условиях. Одним из распространенных способов снижения гидравлических потерь при сборе и транспортировке аномальных нефтей является их тепловая обработка с целью понижения температуры застывания. Принято считать, что в результате любого прогрева нефти величина температуры застывания обязательно уменьшается, а условия обработки влияют лишь на степень этого уменьшения. Кроме этого отмечается, что для тяжелых топлив и нефтяных остатков характерна «положительная» аномалия вязкости – после термообработки повторно определяемая вязкость при той же температуре оказывается ниже начальной [4]. Основной причиной снижения температуры застывания считают влияние термообработки на свойства содержащихся в нефти парафинов. По существующим представлениям, нагрев нефти приводит к «плавлению» имеющегося парафина, а при повторном охлаждении либо возникают более мелкие кристаллы парафина, либо образуется меньшее число центров кристаллизации [1]. Однако исследования показали, что термообработка не всегда приводит к снижению ее температуры застывания (T_3). Авторами [2, 3] были зафиксированы интервалы температур термообработки, при которых характеристики застывания начинали резко ухудшаться. Кроме этого, в этой же температурной области происходило резкое ухудшение реологических параметров нефтей.

Целью данной работы является исследование возможности появления подобных аномальных температурных эффектов после термической обработки и анализ реологические свойства высокопарафинистой нефти. Физико-химические характеристики этой нефти представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства исследуемой нефти

Содержание, масс.доли, %	Парафины	Смолы силикагелевые	Асфальтены
Значение показателей	10,14	6,93	0,64

Исследование проводилось с образцом нефти, хранящимся при комнатной температуре. Для термообработки при заданной температуре и определения соответствующего изменения T_3 каждый раз использовали новую порцию нефти. Термообработку проводили в течение часа, после чего нефть охлаждали до 20 °С в термостате. Температуру застывания определяли с помощью прибора ИНПН SX-800. Результаты влияния термообработки на температуру застывания представлены в таблице 2 и на рисунке 1.

Таблица 2

Полученные данные температур застывания нефти после ее термической обработки

Температура обработки образца, °С	0	30	35	40	45	50	60
Температура застывания, °С	-9.2	-3.3	-2.95	-3.1	-3.5	-7.4	-13.25



Рис.1 График зависимости температуры застывания от термообработки

Из полученных результатов следует, что для исследуемой нефти существует температурный диапазон термообработки (от 30 °С до 45 °С), при котором температуры застывания существенно выше остальных. Причем интервал изменения температур застывания в этих пределах небольшой, от минус 2,95 °С до минус 3,5 °С. При последующем увеличении термообработки, температура застывания образца нефти значительно понижается.

Одновременно с исследованием низкотемпературных характеристик данной нефти были изучены реологических свойств образца после термообработки. Измерения проводили на ротационном вискозиметре НТИВ при скорости вращения 2400 об/мин в интервале от 20 до -25 °С. Зависимости динамической вязкости от температуры для образцов с температурами обработки 0 °С, 40 °С и 60 °С представлены на рисунке 2.

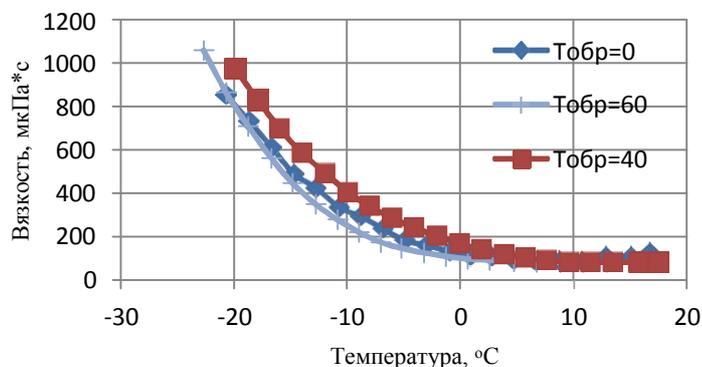


Рис.2 Графики зависимости динамической вязкости от температуры обработки нефти

Анализируя полученные зависимости можно наблюдать некоторое отличие графика с температурой обработки 40 °С в сторону увеличения значений вязкости относительно графиков с температурами обработки при 0 °С и 60 °С. Разница сохраняется в диапазоне температур от минус 20 °С до примерно 5 °С. При дальнейшем повышении температуры отличия вязкости становятся несущественными.

Полученные результаты имеют непосредственное прикладное значение. На примере данной высокопарафинистой нефти нами была выявлена аномальная область значений температур застывания после термообработки. Исследуя полученные закономерности, можно видеть, что термообработка сначала ухудшает реологические свойства и температуру застывания исследуемого образца, но при дальнейшем увеличении температуры обработки наблюдается положительный эффект.

Таким образом, установлено, что минимальная температура застывания и наилучшие реологические свойства исследованной парафинистой нефти будут наблюдаться после ее термообработки при 60 °С.

Литература

1. Аллахвердиева Д.Т. Влияние термообработки на температуру застывания нефти // Наука и технология углеводородов. – 2002. – №1. – С. 50 – 53.
2. Смольянинов С.И. Влияние различных факторов на температуру застывания томских нефтей // Известия Томского ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени политехнического института им. С.М. Кирова. – 1976. – Том 253.
3. Евдокимов И.Н., Елисеев Д.Ю., Елисеев Н.Ю. Отрицательная аномалия вязкости жидких нефтепродуктов после термообработки // Химия и технология топлив и масел. – 2002. – № 3. – 26 – 29 с.
4. Тугунов П.И. Нестационарные режимы перекачки нефти и нефтепродуктов. – М.: Недра, 1984. – с.14.

**ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН
ДЛЯ РАЗРЕШЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ КОЛЛЕКТОРА**

И.Р. Набокин

Научный руководитель главный инженер Н.М. Дадакин
Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В настоящее время выработанность запасов легкоизвлекаемой нефти увеличивается, количество доступных месторождений с таким качеством нефти уменьшается, и вследствие этого в нашем распоряжении остаются залежи с трудноизвлекаемыми запасами, приуроченные к неоднородным коллекторам. Для успешной разработки и наиболее полного извлечения нефти из недр в условиях трудноизвлекаемой залежи необходимо детальное изучение ее строения. Для этой цели одним из наиболее информативных инструментов являются гидродинамические испытания скважин.

Гидродинамические исследования подразделяются на исследования при неустановившихся и установившихся режимах течения. Более эффективным и информативным для определения фильтрационно-емкостных свойств, начального давления, а также мониторинга пластового давления является исследование восстановления давления, которое производится при неустановившемся режиме течения. Данный вид исследований также производится для исследования границ залежи и наличия каких-либо литологических нарушений.

В данной статье автор преследовал цель определения и изучения эффективности применения гидродинамических испытаний на практическом примере. Для проведения исследования автором было выбрано месторождение X, расположенное в Восточной Сибири. Запасы залежи нефти и газа приурочены к терригенным отложениям. На сегодняшний день месторождение находится на стадии разработки. В данном случае рассматривается произведенное гидродинамическое исследование скважины X-001 при неустановившемся режиме течения, исследование кривой восстановления давления. На протяжении произведенного исследования было записано 118,8 часов работы скважины на режиме и 241,1 часов восстановления давления.

После получения данных, записанных скважинным прибором, спущенным на забой, автором производилась их интерпретация, в процессе которой был построен график описывающий работу скважины (рис.1 а), график зависимости забойного давления ($P_{заб}$) от времени Хорнера (t_h) в полулогарифмических координатах (рис. 1 б) для определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора и начального пластового давления, а также график зависимости производной давления (P') от времени в билигарифмических координатах (рис. 2) для определения характера фильтрации и границ залежи. По графику, представленному на рис. 1 рассчитаны значения проницаемости, скин-фактора и начального пластового давления.

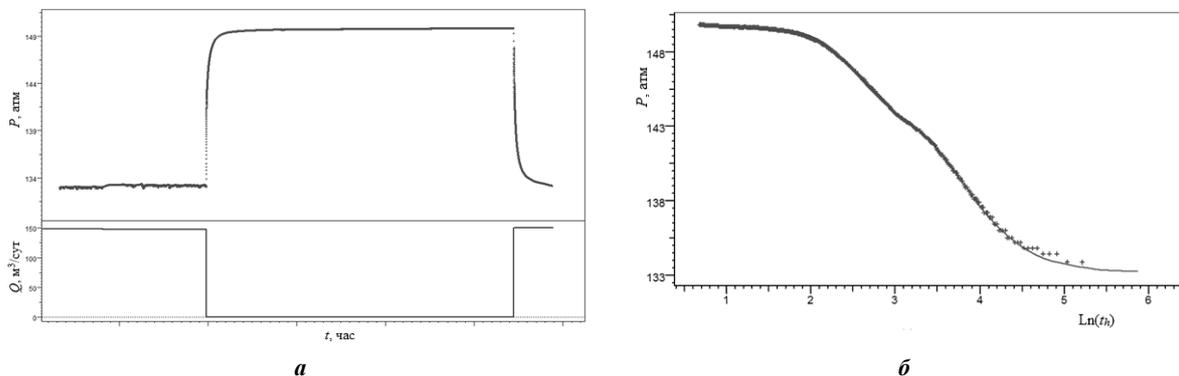


Рис.3 Зависимость забойного давления и дебита (Q) от времени (а); зависимость забойного давления от времени Хорнера (б)

При интерпретации автором данных наклонно-направленной скважины X-001 и расчете фильтрационно-емкостных свойств пласта был обнаружен anomalously высокий скин-фактор (16 единиц), не характерный для скважин данного пласта. Хотя, с другой стороны, результаты гидродинамических исследований в других скважинах не выявили никаких зон с аномальным строением коллектора, и скважины характеризуются низким значением скин-фактора (3–6 единиц), преимущественно за счет загрязнения призабойной зоны. Так как