

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЗОНУ ВЫПАДЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Атаныязов Э.А.

Научный руководитель старший преподаватель Л.В. Чеканцева

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В процессе эксплуатации нефтяных скважин при присутствии асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в насосно-компрессорных трубах (НКТ) снижается пропускная способность и, следовательно, снижается добыча нефти и увеличивается расход электроэнергии при ее откачке. При наличии парафина в составе добываемой продукции появляются осложнения, связанные с выпадением АСПО. Отложения могут быть в затрубном пространстве, скважинном оборудовании и выкидных линиях и зоны отложения зависят от режима работы скважин. Высокое содержание парафинов и смол в составе нефти способствует изменению реологических свойств, к потере текучести. С целью предотвращения уменьшения коэффициента продуктивности, поддержания постоянства дебитов, необходимо правильно выбирать технику и технологию борьбы с АСПО.

В настоящее время известны такие методы предотвращения АСПО на нефтепромысловом оборудовании как физический способ, к которому относится применение магнитного поля, звуковых генераторов, применение покрытий лаком, стеклом, уменьшающим адгезию АСПО, применение скребков; химический способ, осуществляемый применением химических реагентов. Наиболее универсальным является химический метод. К преимуществам данного метода относятся: возможность применения на любом нефтепромысловом объекте или его участке, можно оперативно менять дозировку химического реагента и технологию использования.

В данной работе представлены исследование зон выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинном оборудовании на нефтяном месторождении «Х» [1,2].

Физико-химические свойства этого месторождения представлены в таблице 1.

Таблица 1

Физико-химические свойства нефти месторождения «Х»

Плотность при 20 °С	838,5	кг/м ³
Динамическая вязкость при 20 °С	1,08	мПа*с
Обводненность	0,5	%
Массовая доля серы	0,41	% масс
Массовая доля силикагелевых смол	6,93	% масс
Массовая доля асфальтенов	0,64	% масс
Массовая доля парафина	10,14	% масс

Данная нефть является малосернистой, по плотности она легкая, высокопарафинистая, смолистая, малым содержанием асфальтенов.

В расчетах необходимо учесть множество параметров, которые влияют на интенсивность появления АСПО на нефтепромысловом оборудовании. К факторам влияющих на интенсивность образования отложений относятся снижение забойного давления, которое приводит к нарушению гидродинамического равновесия, интенсивность выделения газа, снижение температуры в стволе скважины, понижение температуры в пласте, изменение скорости движения газожидкостной смеси, а также ее отдельных компонентов, состав углеводородного соединения (УВ) для каждой фазы смеси и соотношение объема фаз нефти и воды.

Состояние парафинов в нефти, входящих в состав отложений АСПО, зависит от давления и температуры. Пластовая температура нефтяной залежи в большинстве случаев имеет высокое значение, а парафины хорошо растворяются в пластовых условиях при высоких температурах, образуя гомогенный раствор, следовательно, при снижении температуры и давления, растворяющая способность нефти уменьшается. Это создаёт условия парафинам для перехода в кристаллическое состояние.

Процесс разгазирования нефти влияет на способность парафинов находиться в растворенном виде в потоке, но самое значимое влияние на выпадение твердой фазы оказывает снижение температуры. Разница температур породы, которая залегает на определенной глубине и скважинной продукции влияет на интенсивность теплопередачи [1]. Исходные данные технологических параметров для расчетов взяты из технологического регламента компании. Используемые данные распределения давления по глубине скважины в расчетах представлены в таблице 2.

Таблица 2

Распределение давления по глубине скважины

Параметры	Глубина Lскв, м										
	0	297	595	892	1190	1488	1786	2083	2381	2678	2976
Давление P, МПа	0,67	1,12	1,32	1,58	1,89	2,11	2,75	3,05	3,89	5,43	9,12

Первоначально были проведены определения температуры окружающей среды на забое скважины, температуры потока в скважине, было вычислено давление насыщение нефти газом при температуре потока, рассчитан объем выделившегося из нефти газа, количество растворенного газа, расчет температуры кристаллизации парафина в скважине и температуры окружающей среды. Полученные результаты температур для разных диаметров НКТ представлены на рисунке 1 и 2.

При расчётах движения по выкидной линии учитывались следующие допущения:

– $P = \text{const}$; $\Gamma_f = \text{const}$, $T_{кр} = \text{const}$ (для глубины $L=0$ м).

где P – давление, МПа; Γ_f – газовый фактор, м³/т; $T_{кр}$ – температура кристаллизации, °С.

– Координаты начала кристаллизации рассчитывались по формуле:

$$X_{кр} = \frac{C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \cdot \ln \frac{T_{нач} - T_{о.с.}}{T_{кр} - T_{о.с.}}$$

где $X_{кр}$, м; C – коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг·°С); M – массовый дебит скважины, кг/с; D – условный диаметр НКТ, м; K – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·°С); $T_{нач}$ – начальная температура, °С; $T_{кр}$ – температура кристаллизации, °С; $T_{о.с.}$ – температура окружающей среды, °С.

Результаты расчетов влияния дебита на зоны выпадения АСПО представлены на рис. 3 и 4.

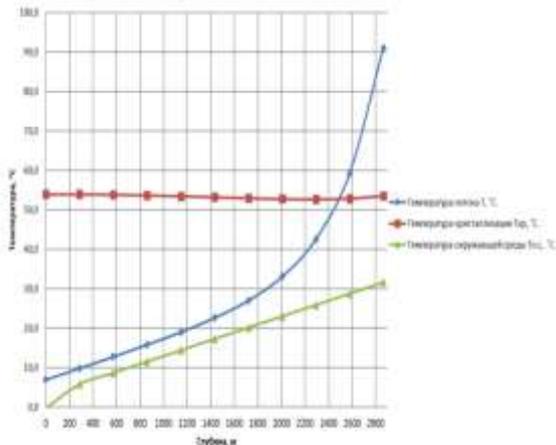


Рис. 1. Результаты температур для скважины с диаметром 0,073 м

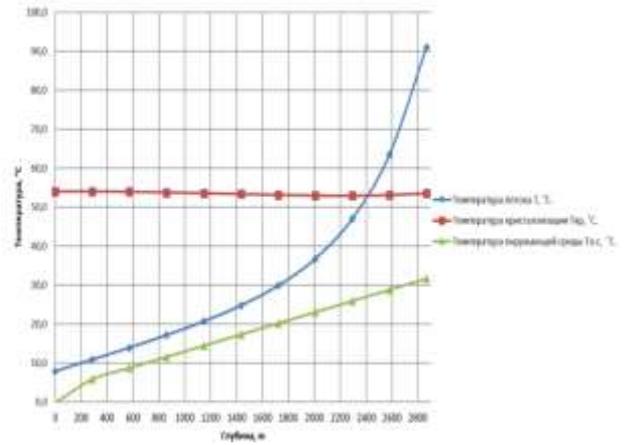


Рис. 2. Результаты температур для скважины с диаметром 0,06 м

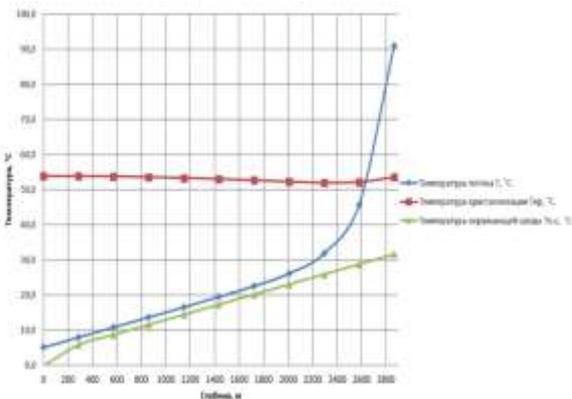


Рис. 3. Увеличение дебита скважины на $M = 0,1$ кг/с

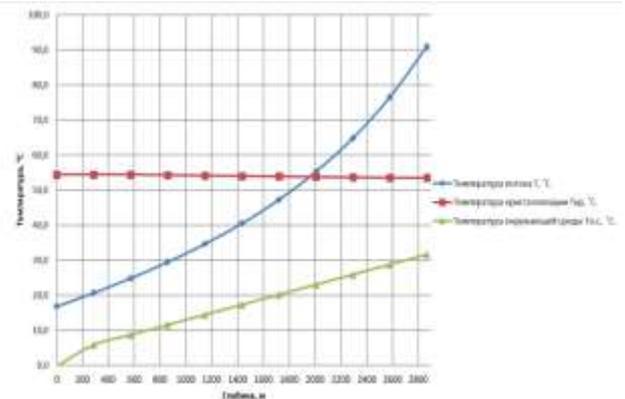


Рис. 4. Увеличение дебита скважины на $M = 0,5$ кг/с

По результатам исследования было выявлено, что глубина выпадения отложений АСПО будет находиться в интервале ~ 0-2550 м. При уменьшении диаметра НКТ с 0,073 м на 0,06 м глубина зоны выпадения парафина и зона его отложения уменьшается с 2440 м до 2390 м, а когда дебит скважины увеличивается на 0,5 кг/с, глубина выпадения отложений АСПО снижается до 1950 м.

Для предотвращения отложений целесообразно использовать закачку ингибитора АСПО. Одним из наиболее эффективных ингибиторов парафиноотложений для нефтяного месторождения «Х», является СОНПАР-5403Б. Согласно отчету лабораторного подбора ингибиторов, данный реагент подходит по всем параметрам для месторождения «Х», ингибитор обладает отмывающими и деэмульгирующими свойствами. Результаты экспериментов по определению эффективности СОНПАР-5403Б представлены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты экспериментов по определению эффективности ингибитора СОНПАР-5403Б

Название ингибитора парафиноотложений	Масса отложений, г (при дозировке, г/т нефти)			Эффективность реагента, % (при дозировках г/т нефти)		Средняя эффективность реагента, %
	0	300	600	300	600	
СОНПАР-5403Б	1,3	0,5	0,2	59,5	78,6	69,1

Оценка средней эффективности ингибиторов парафиноотложений в 50% является достаточной для того, чтобы реагент был рекомендован для использования на нефтепромысле, в данном случае выявленная эффективность подобранного для скважины ингибитора СОНПАР-5403Б составляет 69,1 %, что является достаточно высокой. Так же рекомендуется проведение опытно-промышленных испытаний с начальной дозировкой 300 г/т и оптимизация дозировок в ходе опытно-промышленных испытаний.

Литература

1. Ибрагимов Н.Г., Артемьев В.Н. и др. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учебное пособие. Под редакцией доктора технических наук профессора Ю.Н. Захарова. – М.: Изд-во МГОУ, 2005. – 243с.
2. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2008. – 296 с.

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПАРОТЕПЛОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Белоусов И.И.

Научный руководитель профессор В.И. Ерофеев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В настоящее время проблема освоения трудно извлекаемых запасов становится все более актуальной: с открытием новых месторождений и прогнозированием остаточной добычи традиционной нефти увеличивается доля «тяжелых» нефтей в общей структуре сырьевой базы, что диктует необходимость применения усовершенствованных технологий для извлечения тяжелой, битуминозной нефти [1]. Богатая нефтяная провинция России не исключение: еще с конца XX века были получены притоки «нетрадиционной» нефти. На сегодняшний день открыто множество месторождений, которые по генезису происхождения отнесены к трудно извлекаемым запасам (ТРИЗ). Один из основополагающих факторов отнесения нефти к категории ТРИЗ – наличие залежей высоковязкой нефти.

Вязкость – важнейшее технологическое свойство, определяющее подвижность нефти в пластовых условиях, оказывающее основополагающее влияние на методы извлечения «черного золота» [2]. Вопрос о добыче флюида повышенной вязкости на сегодняшний день остаётся открытым: не определены эффективные способы и технологии добычи такой нефти, не внедрены чёткие производственные решения, позволяющие беспрепятственно добывать битуминозную нефть. Аналитический обзор современной научно-технической литературы и анализ существующих методов добычи высоковязкой нефти позволили сделать вывод об актуальности рассматриваемой проблемы.

Цель данной работы: разработать оборудование, которое позволит эффективно, экологически безопасно и экономически выгодно добывать высоковязкую нефть и рассмотреть способы внедрения этого оборудования на производстве.

Автором статьи отобраны пробы нефти одного из месторождений России и проведены лабораторные испытания, в ходе которых выявлено среднее значение динамической вязкости нефти 202,1 мПа·с. Добывать подобную нефть с сохранением рентабельности разработки стандартными способами не представляется возможным, поэтому автор статьи разработал и испытал установку забойного парогенератора (далее УЗПГ, рис. 1а). Принцип работы УЗПГ основан на нагреве воды с дальнейшим испарением благодаря установленным внутри нагревательным элементам-тэнам. Пар и вода поступают от секции к секции под давлением (рис. 1б), процесс циклически повторяется. Количество секций установки зависит от требуемого количества пара, необходимого для прогрева мощности пласта.



а) б)
Рис. 1. Установка забойного парогенератора