

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ОБРАЗОВАНИЮ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

УТВЕРЖДАЮ
Директор ИГНД

_____ А.К. Мазуров
« _ » _____ 2010 г.

Н.В. Чухарева

**Расчет изменения гидравлических
параметров транспорта нефти в результате
отложения парафинов на внутренней стенке
трубопроводов**

Методические указания к выполнению практических работ
по курсу «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции»
для студентов IV курса, обучающихся
по направлению 130500 «Нефтегазовое дело»,
специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация
газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Издательство
Национального исследовательского
Томского политехнического университета

УДК 621.438(075.8)

ББК 31.363я73

Ч-96

Чухарева Н.В.

Ч-96 Расчет изменения гидравлических параметров транспорта нефти в результате отложения парафинов на внутренней стенке трубопроводов. Методические указания к выполнению практических работ по курсу «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции» для студентов IV курса, обучающихся по направлению 130500 «Нефтегазовое дело», специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ» / Н.В. Чухарева. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2010. – 11 с.

УДК 621.438(075.8)

ББК 31.363я73

Методические указания рассмотрены и рекомендованы
к изданию методическим семинаром кафедры
транспорта и хранения нефти и газа ИГНД
«05» марта 2010 г.

Зав. кафедрой ТХНГ

кандидат технических наук

_____ *А.В. Рудаченко*

Председатель учебно-методической

комиссии

_____ *В.М. Передерин*

Рецензент

К.т.н., инженер товарно-транспортного отдела

ОАО «Центрсибнефтепровод» г. Томска

А.В. Сгибнев

© Чухарева Н.В., 2010

© Национальный исследовательский

Томский политехнический университет, 2010

© Оформление. Издательство Томского
политехнического университета, 2010

СОДЕРЖАНИЕ

1. Отложения парафинов.....	4
1.1. Механизм отложения парафина	4
1.2. Факторы влияющие на отложение парафинов.....	5
1.3. Последствия выпадения парафина.....	7
1.4. Способы борьбы с парафинизацией трубопроводов.....	7
1.5. Задания для самостоятельной работы	8

1. Отложения парафинов

Парафиновые отложения, отлагающиеся на стенках трубопроводов представляет смесь твердых парафиновых углеводородов состава C₁₇H₃₆ - C₃₆H₇₄ и гибридных углеводородов —> церезинов —> алкано-нафтенового строения состава C₃₆H₇₄ - C₇₁H₁₄₄.

Технический парафин представляет из себя смесь:

Парафины 10 - 75%

Смолы 10 - 30%

Асфальтены 2 - 5%

Связанная нефть до 60%

Твердые метановые углеводороды, парафины, присутствуют практически во всех нефтях, их содержание может колебаться от следов до 20-28%.

Иногда их влияние на технологию и технику добычи, сбора и транспорта, подготовку и переработку нефти может быть решающим.

Состояние парафинов в нефти зависит от температуры и давления.

Они хорошо растворяются в нефти только при повышенной (40грС и более) температуре. Т.к. пластовая температура нефтяной залежи в большинстве случаев выше 40грС, то можно принять, что парафины в пластовых условиях образуют в нефти гомогенный раствор. При извлечении нефти, т.е. при снижении давления, температуры и разгазировании, ее растворяющая способность по отношению к парафинам уменьшается. Это приводит к пресыщению нефти парафином и переходу части его в кристаллическое состояние. Но этот переход может осуществиться только на какой-то поверхности. Центрами кристаллизации служат выступы, шероховатости поверхности труб и механические взвеси в потоке нефти.

1.1. Механизм отложения парафина

В результате охлаждения нефти под воздействием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный температурный градиент.

Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворенного парафина. За счет этого происходит движение растворенных частиц парафина к стенке трубы под действием молекулярной диффузии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твердых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора.

Если температура в пристенном слое ниже уровня, при котором парафин начинает выпадать из нефти, то и в потоке нефти будут содержаться кристаллы парафина, а жидкая фаза будет находиться в состоянии термодинамического равновесия с твердой фазой. С уменьшением температуры масса кристаллов парафина, взвешенных в нефти, увеличивается, а количество растворенного парафина – уменьшается.

Кристаллы парафина и их скопления, возникшие непосредственно на внутренней поверхности труб, и образуют парафиновые отложения. Кристаллы парафина, образовавшиеся в объеме нефти, в формировании отложений практически не участвуют.

1.2. Факторы влияющие на отложение парафинов

НЕОБХОДИМЫМИ условиями образования отложений являются следующие:

- присутствие в нефти достаточного количества высокомолекулярных углеводородов парафинового ряда;
- снижение температуры потока нефти до значений, при которых возможно выделение их нефти твердой парафиновой фазы. Необходимые температурные условия возникают прежде всего на внутренней стенке трубы;
- достаточно прочное сцепление парафиновых отложений с поверхностью трубопровода, исключающее возможность полного смыва отложений потоком нефти.

Кроме того, выявлена роль еще ряда факторов. Основными из них являются:

- перепад температур: с увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает;
- давление и газовый фактор: при давлениях выше давления насыщения температура начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объема выделяющегося газа, который суще-

ственно влияет на растворимость парафина в нефти и температуру (понижается) нефтегазового потока;

- скорость течения: интенсивность накопления отложений с увеличением скорости потока нефти сначала растет вследствие увеличения массопереноса, а затем - снижается. Такой характер зависимости обусловлен факторами, определяющими динамическое равновесие между механическими свойствами отложившегося парафина и гидродинамическими характеристиками потока нефти. При высоких скоростях течения поток смывает отложившийся парафин со стенок труб, что объясняется преобладанием сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы;

- свойства поверхности: на НАЧАЛЬНОЙ стадии

ИНТЕНСИВНОСТЬ запарафинивания зависит от свойств поверхности трубопровод, т. к. шероховатость при развитом турбулентном режиме интенсифицирует перемешивание, а, следовательно, и выделение газа и парафина. Однако после образования слоя парафина небольшой толщины скорость накопления отложений парафина уже не зависит от чистоты обработки поверхности. От характеристик поверхности зависит прочность СЦЕПЛЕНИЯ парафиновых отложений с поверхностью. С увеличением степени полярности материала и чистоты обработки поверхности сцепление ослабевает и смыв парафиновых отложений будет происходить при меньших скоростях потока нефти;

- обводненность продукции: с увеличением доли воды в потоке интенсивность отложения снижается по двум причинам:

1) из-за увеличения суммарной теплоемкости (теплоемкость воды выше, чем теплоемкость нефти) температура потока повышается, что приводит к уменьшению отложения парафина; 2) из-за изменения характера смачиваемости поверхности;

- асфальто - смолистые вещества: образование плотных, трудноудаляемых с металлической поверхности парафиновых отложений происходит только при наличии в нефти асфальто - смолистых веществ. В их присутствии поверхность отложений имеет развитую шероховатость. При отсутствии - поверхность становится идеально гладкой, а отложения представляют собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками. Т.е. парафин - основной материал отложений, а смолы обладают цементирующими свойствами. Установлено, что чем больше смол имеется в нефти, тем более плотные отложения образуются на поверхности;

- компонентный состав нефти: от него зависит: растворяющая способность нефти относительно парафина: чем больше выход светлых фракций (выкипающих до 350грС), тем больше выпадет парафина;
- плотность нефти: чем тяжелее нефть, тем хуже она растворяет парафин, т.е. тем интенсивнее будут выпадать из такой нефти парафины;
- влияние времени: с течением времени количество отложившегося парафина возрастает. Наибольшая интенсивность парафинизации наблюдается в начале процесса, затем скорость роста отложений снижается из-за уменьшения теплоотдачи от нефти во внешнюю среду вследствие увеличения толщины отложившегося слоя парафина.

1.3. Последствия выпадения парафина

- увеличиваются гидравлические сопротивления, снижается пропускная способность трубопровода;
- изменяются реологические свойства нефти, вплоть до образования структуры во всем объеме нефти и потери текучести;
- микрочастицы парафина, кристаллизуясь на границе раздела фаз вода-нефть, стабилизируют водонефтяную эмульсию. Впоследствии на стадии подготовки нефти для разрушения такой эмульсии потребуются повышенная температура и деэмульгаторы.

1.4. Способы борьбы с парафинизацией трубопроводов

- а) предупреждение отложений парафина;
 - б) удаление отложений.
 1. Применение высоконапорных систем сбора скважинной продукции.
 2. Применение депрессорных добавок.
 3. Термообработка нефти.
 4. Покрытие внутренней поверхности трубопровода полярными материалами, обладающими низкой адгезией к парафину и имеющих гладкую поверхность.
 5. Применение холодильников - кристаллизаторов.
 6. Применение подогревателей (устьевых, путевых).
 7. Механическая очистка выкидных линий от парафиновых отложений с помощью резиновых шаров.
 8. Тепловой способ очистки трубопроводов от парафиновых отложений.
- Степень парафинизации трубопровода можно характеризовать эквивалентным диаметром, определяемым по номограмме, построенной по методике Головкера и Чакова, при известных гидравлическом уклоне, производительности перекачки и вязкости нефти.
- Номограмма может быть использована для определения:

- а) гидравлического уклона трубопровода в рабочем диапазоне изменения производительности при изменившемся состоянии трубопровода (парафинизация, водяные и газовоздушные пробки);
 б) эквивалентного диаметра по данному гидравлическому уклону;
 в) максимальной производительности при определенном состоянии трубопровода. Использование номограммы освобождает от значительного объема математических операций, ускоряет процесс обработки исходных данных и уменьшает вероятность ошибки.

1.5. Задания для самостоятельной работы

Типовая задача 1

При перекачке нефти вязкости ν с расходом Q по трубопроводу внутренним диаметром d и абсолютной эквивалентной шероховатости Δ постепенно на его стенках образовался слой парафина толщиной δ .

Рассчитайте, во сколько раз изменятся потери напора на трение?

Алгоритм решения задачи 1

Для расчета потерь напора на трение используем формулу Дарси-Вейсбаха:

$$h_{TP} = \lambda \cdot \frac{L}{d} \cdot \frac{W^2}{2g}, \quad m \quad (1)$$

где h_{TP} – потеря напора на преодоление трения по длине трубопровода круглого сечения при любом установившемся режиме течения; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от числа Рейнольдса (Re) и относительной шероховатости стенки трубопровода; L – длина трубопровода, м; d – внутренний диаметр, м; w – средняя скорость, м/с; g – ускорение силы тяжести: $9,81 \text{ м/с}^2$.

Чтобы ответить на вопрос задачи, нужно найти отношение потерь напора на трение в запарафиненном трубопроводе к потерям в трубопроводе без отложений:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\lambda_2 \cdot d_1}{\lambda_1 \cdot d_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}. \quad (2)$$

Произведем расчет всех неизвестных величин:

1. Диаметр запарафиненного трубопровода:

$$d_2 = d_1 - 2 \cdot \delta. \quad (3)$$

2. Скорость потока жидкости в трубопроводе без отложений:

$$W_1 = \frac{Q}{S_1} = \frac{Q}{0.785 \cdot d_1^2}, \quad \text{м/с} \quad (4)$$

3. Скорость потока жидкости в запарафиненном трубопроводе:

$$W_2 = \frac{Q}{S_2} = \frac{Q}{0.785 \cdot d_2^2}, \quad \text{м/с} \quad (5)$$

4. Параметр Рейнольдса:

$$\text{Re}_1 = \frac{W_1 \cdot d_1}{\nu} \quad (6)$$

$$\text{Re}_2 = \frac{W_2 \cdot d_2}{\nu} \quad (7)$$

5. Определим режим течения

$$\text{Re} \leq 2300 - \text{ламинарный}; \quad (8)$$

$$10 \cdot \frac{d}{\Delta} \geq \text{Re} > 2300 - \text{турбулентный, зона Блазиуса}; \quad (9)$$

$$500 \times \frac{d}{\Delta} \geq \text{Re} > 10 \times \frac{d}{\Delta} - \text{турбулентный, зона смешанного трения}. \quad (10)$$

6. Если установлен ламинарный режим для обоих трубопроводов,
то:

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}} \quad (11)$$

следовательно:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\text{Re}_1}{\text{Re}_2} \cdot \frac{d_1}{d_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}. \quad (12)$$

7. Если установлен турбулентный режим и зона Блазиуса для обоих трубопроводов, то:

$$\frac{h_2}{h_1} = \frac{\text{Re}_1^{0,25}}{\text{Re}_2^{0,25}} \cdot \frac{d_1}{d_2} \cdot \frac{W_2^2}{W_1^2}. \quad (13)$$

8. Если установлены разные режимы в трубопроводах, то рассчитываем λ для каждого трубопровода и вычисляем потери напора:

а) для зоны Блазиуса:

$$\lambda_i = \frac{0,3164}{\text{Re}^{0,25}}, \quad (14)$$

б) для зоны смешанного трения:

$$\lambda_i = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{\text{Re}} + \frac{\Delta}{d} \right)^{0,25} \quad (15)$$

9. Рассчитываем h_1 / h_2 .

Таблица 1

Исходные данные к типовой задаче 1 по теме «Отложения парафинов»

Исходные данные	Варианты									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$v \cdot 10^4, \text{ м}^2/\text{с}$	0,05 20	0,04 80	0,03 60	1,00 00	0,07 65	0,14 22	0,13 76	0,08 35	3,25 00	16,4000
$Q, \text{ дм}^3/\text{с}$	8,45	9,15	10,0 0	7,85	6,85	5,49 5	4,71	8,64	7,85	8,15
$d, \text{ мм}$	117	129	219	100	100	90	90	150	100	100
$\Delta, \text{ мм}$	0,01 0	0,01 5	0,01 2	0,20 0	0,20 0	0,15 0	0,02 0	0,14 0	0,15 0	0,200
$\delta, \text{ мм}$	6	7	8	5	4	6	5	6	5,5	7

Учебное издание

ЧУХАРЕВА Наталья Вячеславовна

Расчет изменения гидравлических параметров транспорта нефти в результате отложения парафинов на внутренней стенке трубопроводов

Методические указания к выполнению практических работ по курсу «Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции» для студентов IV курса, обучающихся по направлению 130500 «Нефтегазовое дело», специальности 130501 «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ»

Научный редактор
кандидат технических наук,
доцент

А.В. Рудаченко

Подписано к печати 00.00.2011. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».

Печать Херох. Усл. печ. л. 000. Уч.-изд. л. 000.
Заказ ХХХ. Тираж ХХХ экз.



Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту ISO
9001:2000



ИЗДАТЕЛЬСТВО  **ТПУ**. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30.
Тел. / факс: 8(3822) 56-35-35. www.tpu.ru