

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
УЧЕРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ
«ГОМЕЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИМЕНИ П.О. СУХОГО»

Кафедра «Нефтегазозаготовка и гидропневмоавтоматика»

КУРСОВАЯ РАБОТА

по курсу: «Организация, планирование и управление процессом разработки»
на тему: «Организация работ по борьбе с парафинами»

Выполнил:
студент гр. НР-51
Саркисян А.В.
Проверил: ст.пр.
Абрамович О.К.

Гомель 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1 ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО БОРЬБЕ С ПАРАФИНАМИ.....	4
ГЛАВА 2 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	7
2.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по депарафинизации оборудования скважин химическими методами	7
2.2 Расчёт сметной стоимости работ	9
ГЛАВА 3 МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	13
3.1 Расчет показателей эффективности инвестиций	13
3.2 Расчет оценочных показателей эффективности инвестиций на модернизацию оборудования.....	15
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	18
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	19

ВВЕДЕНИЕ

Кристаллизация парафинов на стенках трубопроводов является актуальной проблемой на сегодняшний день, которую необходимо решить. Образование твёрдых парафинов в нефтепроводах приводит к увеличению гидравлических сопротивлений в трубопроводе, в результате чего снижается его пропускная способность; к потере текучести нефти и созданию стабильной водонефтяной эмульсии, для разрушения которой в процессе подготовки нефти потребуется приложить дополнительные усилия и затраты (повышенные температуры и деэмульгаторы).

Цель курсовой работы состоит в изучении организации работ по борьбе с парафинами, методических аспектов оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности.

Задачи курсовой работы:

- рассмотреть теоретические аспекты организации работ по борьбе с парафинами;
- рассмотреть финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение;
- рассмотреть методические аспекты оценки инвестиционных проектов в нефтяной и газовой промышленности.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на месторождениях с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ в нефти, которое приводит к снижению добычи продукции скважин.

В экономической части работы проведён расчёт мероприятий по закачке ингибитора в скважину для предотвращения выпадения АСПО, а также дана оценка перспективности химических методов борьбы с отложениями АСПО [1].

ГЛАВА 1 ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ ПО БОРЬБЕ С ПАРАФИНАМИ

Нефть состоит из ароматических, парафиновых и нафтеновых углеводородов. Парафиновые углеводороды могут находиться в нефти в твердом, жидком и газообразном состоянии. В зависимости от содержания твердых парафинов нефть может относиться к следующим типам:

парафинистые – содержание парафинов в такой нефти более 6%.

слабопарафинистые – содержание парафинов в такой нефти находится в диапазоне от 1,5 % до 6%.

беспарафинистые – содержание парафинов в такой нефти не превышает 1,5%.

Сейчас известно всего две стадии образования парафиновых отложений. На первой стадии происходит образование центров кристаллизации, а также рост кристаллов парафина из-за контакта добываемой нефти с поверхностью. На следующей стадии происходит осаждение крупных кристаллов парафинов на поверхность оборудования и т.п. Существенное воздействие на процесс образования парафинистых отложений оказывают состояние поверхности труб, снижение давления на забое скважины (что становится причиной нарушения гидродинамического равновесия системы газа и жидкости), соотношение объема фаз, интенсивное выделение газов, состав углеводородов, падение температуры в продуктивном пласте и стволе скважины, изменения скорости перемещения смеси газа и жидкости и их составляющих.

В случае уменьшения давления на забое скважины ниже, чем давление насыщения газа нефтью, равновесие всей системы нарушается, что становится причиной увеличения объема газовой фазы и в тоже время состояния жидкой фазы становится нестабильным. Весь этот процесс сопровождается выделением парафинов, выпадение парафинов может происходить как в продуктивном пласте, так и стволе скважины. При эксплуатации скважины при помощи насоса, давление на нем также может быть ниже, чем давление насыщения нефти газом. Это становится причиной выпадения парафинов на приемной части насоса и на стенках эксплуатационных колонн.

Для борьбы с парафинами необходимо создавать условия, при которых они не могут скапливаться и кристаллизироваться. На этом основаны основные способы борьбы с парафинизацией.

1. Применение высоконапорных систем сбора скважинной продукции.

Суть метода заключается в создании напора, который не будет давать возможности парафину закрепляться на стенках труб.

2. Применение депрессорных присадок.

Депрессорные присадки – вещества, которые препятствуют образованию больших агломератов парафина. Существует два механизма действия этих добавок. Первый основывается на оседании молекул депрессора на кристаллы парафина, которые не позволяют им срастаться. Второй способ основан на том, что депрессор создаёт искусственные очаги кристаллизации, не давая кристаллам создавать большие структуры. В качестве депрессоров в

основном используются полимеры метакриловой кислоты и сополимеры этилена с винилиаком.

3. Применение специальных покрытий для внутренней поверхности трубопровода.

В качестве защитного покрытия используют полярные материалы с диэлектрической проницаемостью 5-8 ед., обладающие низкой адгезией к парафину и имеющие гладкую поверхность. К таким материалам относятся бакелитовый лак, эпоксидные смолы, стекло, стеклоэмали.

Бакелитовый лак обладает низкой адгезией к парафину и к металлу, хрупок.

Эпоксидные смолы обладают менее низкой сопротивляемостью к парафинизации, чем бакелитовый лак, но обладают более высокой сцепляемостью с металлом.

В большинстве случаев используют бакелито-эпоксидные смеси в соотношении веществ 1:1 или 3:7, что позволяет не использовать токсичные отвердители, так как отвердевание происходит за счёт бакелитового лака.

Наилучшим покрытием для предупреждения парафинизации являются стеклообразные материалы. Стекло и стеклоэмали обладают высокой адгезией к стали и практически не взаимодействуют с парафином. Специальные покрытия наносятся на хорошо очищенную внутреннюю поверхность трубопровода от ржавчины и иных загрязнений. Для этого используется пескоструйная и дробеструйная очистка (воздействие на материал абразивными частицами, выдуваемыми под большим давлением). После поверхность обезжиривается растворителем (органорастворители, водные растворы щелочного и кислого характера) для высокой адгезии защитного покрытия с металлом.

4. Использование путевых и устьевых подогревателей.

Подогреватели поддерживают температуру нефти, при которой парафины не могут кристаллизироваться. Этот способ считается экономически невыгодным, поэтому используется ограничено. Транспортировка высоковязкой и высокопарафинистой нефти с менее вязкой. Этот метод основан на уменьшении концентрации парафинов в объёме нефти и увеличении скорости потока.

5. Очистка нефти от парафина.

Для очистки нефти от парафина также используют кристаллизаторы. Приборы, в которых благодаря понижению температуры выпадают кристаллы (парафины) из раствора(нефть) и затем удаляются из него.

6. Ликвидация образовавшихся отложений.

Для ликвидации уже образовавшихся отложений используют механические, химические и термические способы.

Механические способы борьбы с парафинами основаны на применении специальных скребков или минеральных кристаллов имеющих острые грани. Скребки оснащены специальными чистящими элементами: щётки, диски и ножи (рисунок 1).

Скребки характеризуются эффективностью очистки, проходимостью и износостойкостью. Износостойкость показывает какое расстояние может пройти скребок без чрезмерного износа (современные около 100 км), а проходимость способность скребков проходить через различные препятствия (задвижки, фланцы, выступы сварочных швов).



Рисунок 1 – Специальные скребки для отчистки трубопровода от парафиновых отложений

7. Гидродинамический способ.

Гидродинамический способ основан на использовании ультразвуковых колебаний, которые не дают парафинам соединяться и создавать большие структуры. Методы ликвидации и предотвращения парафиновых отложений редко используется раздельно. В большинстве случаев применяются сразу несколько из них [1].

ГЛАВА 2 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Наиболее перспективными и технологичными методами борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) являются специально разрабатываемые химические реагенты. Применение ингибиторов позволяет предупредить образование АСПО как в скважине, так и в выкидной линии и промышленном трубопроводе. Применение химии для удаления АСПО используется для периодической очистки уже образовавшихся отложений. Практика показала, что предотвращение отложения тяжелых органических соединений является менее дорогостоящим методом, чем их постоянное удаление.

В данном разделе проведён расчёт мероприятий по закачке ингибитора в скважину для предотвращения выпадения АСПО, а также дана оценка перспективности химических методов борьбы с отложениями АСПО [2].

2.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности работ по депарафинизации оборудования скважин химическими методами

Для оценки потенциала и перспективности произведем SWOT-анализ.

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) представляет собой комплексный анализ исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Матрица SWOT

Сильные стороны химических методов борьбы (С)	Слабые стороны химических методов борьбы (Сл)
1. высокая рентабельность; 2. широкий ассортимент реагентов на нефтепромысловом рынке; 3. высокая эффективность при низкой стоимости реагентов; 4. перспективность применения на месторождениях западной Сибири.	1. соответствие критериям применимости химических реагентов для конкретных геолого- физических условий; 2. подбор оборудования для дозирования реагентов и его обслуживание; 3. периодическая остановка скважины; 4. возможность загрязнения оборудования реагентом.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. совершенствование состава химических реагентов и комплексное использование;	1. неправильный выбор химического реагента;

2. уменьшение проста скважины, связанным с ремонтными работами;	2. отсутствие финансирования проводимого исследования со стороны предприятия;
3. совершенствование технологий по удалению АСПО;	3. аварии и выход из строя оборудования.
4. совмещение с процессами защиты оборудования от коррозии, солеотложений и т.д.	

Построим интерактивную матрицу проекта, которая показывает взаимосвязь областей матрицы SWOT и объединение их в комбинации, дающие положительное (+) или отрицательное (-) соответствие сильных сторон возможностям. Знак «0» ставится при невозможности оценивания соответствия областей (таблица 2).

Таблица 2 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	+
	B2	+	0	-	+
	B3	+	+	+	-
	B4	-	+	-	+

Проанализировав интерактивную матрицу проекта, можно выявить корреляции сильных сторон и возможностей проекта: B1C1C2C3C4, B2C1C4, B3C1C2C3, B4C2C4.

Построим интерактивную матрицу возможностей и слабых сторон проекта (таблица 3).

Таблица 3 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	-	-	+
	B2	-	+	+	
	B3	-	+		
	B4	+	-	-	+

Выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта на основе интерактивной матрицы (2): B1Сл1Сл4, B2Сл2Сл3, B3Сл2, B4Сл1Сл4.

Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	+	+	+
	У2	+	+		
	У3	+	-	-	+

При анализе интерактивной матрицы (3) были выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3С4, У2С1С2, У3С1С4.

Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта приведена в таблице 5.

При анализе интерактивной матрицы (4) были выявлены следующие корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл1Сл4, У2Сл1Сл2, У3Сл1Сл2Сл3Сл4.

Проект применения химических методов борьбы с АСПО имеет высокую актуальность, так как показывает хорошую эффективность применения в реальных условиях.

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	+	-	-	+
	У2	+	+	-	
	У3	+	+	+	+

Своевременное финансирование проекта позволит усовершенствовать имеющиеся технологии по закачке химических реагентов, а также создать новые комплексные химические ингибиторы АСПО и свести риски возникновения аварий до минимума. Высокие затраты на восстановление технологического процесса в случае аварии могут являться следствием неправильного выбора химического реагента [3].

2.2 Расчёт сметной стоимости работ

Смета затрат рассчитывается на основании затрат на материалы и спецтехнику необходимых для проведения мероприятия и времени затраченного на внедрение мероприятия. Помимо химических реагентов дополнительно используется техническая вода, а также для реагента к приему насоса используют дополнительно нефть. Стоимость необходимого сырья приведена в таблице 6.

Таблица 6 – Расчёт стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала на 1 операцию, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент	0,02 т	410000	8200
Нефть	7 т	25000	175000
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	1654,4
Итого			184858,4

Норма расхода материала выбрана в соответствии с усреднёнными расходами материалов предприятий Западной Сибири. А цена за единицу на основании средней стоимости закупки материалов предприятиями Западной Сибири.

Финансирование и планирование работ, и расчёты заказчиков производятся на основе сметных расчётов, по всем статьям затрат. В таблице 7 представлена нормативная база сметных расчётов, которая используется в выпускной квалификационной работе.

Таблица 7 – Нормативная база сметных расчётов, используемая в выпускной квалификационной работе

Вид норматива, нормативная база		Характеристика	Источник
1	Норма амортизации	Зависит от класса основных средств по сроку полезного использования	НК РФ Статья 258. Амортизационные группы; ПБУ №6
2	Страховые взносы	30 % от фонда оплаты труда	Глава 34 Налоговый кодекс РФ
3	Налог на добавленную стоимость	Ставка 20 %	Глава 21 Налоговый кодекс РФ
4	Районный коэффициент	Ставка 50 %	
5	Надбавка за вахтовый метод работы	Ставка 16 %	Статья 217 Налоговый кодекс РФ

К расходам на оплату труда относят суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах. Премии и надбавки, а также начисление компенсации в районах крайнего Севера выплачиваются в зависимости от районного коэффициента [4].

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда и один помощник 5 разряда. Внутренним трудовым распорядком рабочего дня в организации определяется продолжительность рабочей смены 11 часов. Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%. Множество месторождений Западной Сибири находятся в Ханты-Мансийском автономном округе, районный коэффициент к заработной плате составляет в округе 50 - 70%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 30%. Расчет заработной платы представлен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчёт заработной платы

Должност ь	Кол- во	Часов ая тариф ная ставк а, руб.	Норма времени на проведение мероприятия , ч.	Премия	Районный коэф- фициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб	Заработ- ная плата с учетом надбавок, руб.
Бурильщик 6 разряда	1	98,24	8	29,47	49,12	15,72	1540,4
Помощник бурильщика	1	71,18	8	21,35	35,59	11,39	1116,1
Итого							2656,51

Расчёт страховых взносов представлен в таблице 9.

Таблица 9 – Расчёт страховых взносов

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего, руб.

Затраты	2656,51	77,04	135,48	584,43	106,26	903,21
---------	---------	-------	--------	--------	--------	--------

Для закачки ингибитора в скважину используют агрегат цементируочный ЦА-320, который предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин в процессе бурения и капитального ремонта, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчёт амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Балансовая Стоимость, руб	Период работы агрегата за одну операцию, ч.	Содовая норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб./закачку
ЦА-320	4 950 000	8	10	452,05

Таким образом суммируя все посчитанные затраты на проведение одной операции по закачке ингибитора СНПХ-ИПГ-1 в скважину, составим общую таблицу затрат (таблица 11).

Таблица 11 – Затраты на проведение ГТМ

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	184858,4
2. Затраты на оплату труда	2656,51
3. Страховые взносы	903,21
4. Амортизационные отчисления	452,05
Итого	188870,17

Общая сумма затрат на проведение одной операции по закачке химического реагента в скважину составила 188870,17 рубля при расходе ингибитора 0,02 тонны, нефти – 7 тонн. При этом оплата бригады за 8 часов работы составила 2656,51 рубля.

ГЛАВА 3 МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

3.1 Расчет показателей эффективности инвестиций

Расчет годовой экономии на эксплуатационных издержках при использовании новой турбины турбобура.

Срок службы новой конструкции оборудования:

$$T_{\text{сл}2} = T_{\text{сл}1} \times k_{\text{сл}} \quad (3.1)$$

$$T_{\text{сл}2} = 8 * 1,25 = 10 \text{ лет}$$

где: $T_{\text{сл}1}$ – срок службы базовой конструкции, год;

$k_{\text{сл}}$ – коэффициент увеличения срока службы.

Издержки на проведение капитальных ремонтов, приходящиеся на один год, при базовом варианте конструкции, у. е.

$$I_{\text{Р(год)1}} = \frac{I_{\text{р1}} \cdot K_{\text{р1}}}{T_{\text{сл1}}} \quad (3.2)$$

$$I_{\text{Р(год)1}} = \frac{8000 \cdot 3}{8} * 1,024 = 3072 \text{ у. е.}$$

где: $I_{\text{р1}}$ – издержки на проведение одного капитального ремонта при базовом варианте конструкции, у. е.;

$K_{\text{р1}}$ – количество капитальных ремонтов за срок службы оборудования при базовом варианте конструкции, у. е.;

k_Q – коэффициент увеличения добычи нефти.

Издержки на проведение капитальных ремонтов, приходящиеся на один год, при новом варианте конструкции, у. е.

$$I_{\text{Р(год)2}} = \frac{I_{\text{р2}} \cdot K_{\text{р2}}}{T_{\text{сл2}}} \quad (3.3)$$

$$I_{\text{Р(год)2}} = \frac{8200 \cdot 3}{10} * 1,024 = 2519 \text{ у. е.}$$

где: $I_{\text{р2}}$ – издержки на проведение одного капитального ремонта при базовом варианте конструкции, у. е.;

$K_{\text{р2}}$ – количество капитальных ремонтов за срок службы оборудования при базовом варианте конструкции, у. е.;

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости добычи 1 т нефти при базовом варианте конструкции, у. е.

$$I_{y-p(1t)1} = I_{y-p(1t)} \cdot \frac{a_1}{100} \quad (3.4)$$

$$I_{y-p(1t)1} = 880 \cdot \frac{48}{100} = 422,4 \text{ у. е.}$$

где: $I_{y-p(1t)1}$ – полная себестоимость добычи 1 т нефти, у. е.;

a_1 – удельный вес условно-постоянных издержек в полной стоимости добычи 1 т нефти при базовом варианте конструкции, %.

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости годового объема добычи нефти по одной скважине при базовом варианте конструкции, у. е.

$$I_{y-p(\text{год})1} = I_{y-p(1t)} \cdot Q_{\text{год}(1\text{скв.})1} \times k_Q \quad (3.5)$$

$$I_{y-p(\text{год})1} = 422,4 \cdot 12000 \cdot 1,024 = 5190451,2 \text{ у. е.}$$

где: $Q_{\text{год}(1\text{скв.})1}$ – годовой объем добычи нефти по одной скважине при базовом варианте конструкции, т;

k_Q – коэффициент увеличения добычи нефти.

Условно-постоянные издержки в полной себестоимости годового объема добычи нефти по одной скважине при новом варианте конструкции, у. е.

$$I_{y-p(\text{год})2} = I_{y-p(1t)} \cdot Q_{\text{год}(1\text{скв.})1} \quad (3.6)$$

$$I_{y-p(\text{год})1} = 422,4 \cdot 12000 = 5068800 \text{ у. е.}$$

Изменяющиеся годовые эксплуатационные издержки при использовании базовой и новой конструкции оборудования, у. е.:

Базовый вариант:

$$I_{\text{год}1} = I_{p(\text{год})1} + I_{y-p(\text{год})1} \quad (3.7)$$

$$I_{\text{год}1} = 3072 + 5190451,2 = 5193523,2 \text{ у. е.}$$

Новый вариант:

$$I_{\text{год}2} = I_{p(\text{год})2} + I_{y-p(\text{год})2} \quad (3.8)$$

$$I_{\text{год}2} = 2519 + 5068800 = 5071319 \text{ у. е.}$$

Годовая экономия на эксплуатационных издержках при использовании новой конструкции оборудования, у. е.

$$\mathcal{E}_n = I_{\text{год}1} - I_{\text{год}2} \quad (3.9)$$

$$\Xi_{\text{и}} = 5193523,2 - 5071319 = 122204,2 \text{ у. е.}$$

3.2 Расчет оценочных показателей эффективности инвестиций на модернизацию оборудования

Продолжительность расчетного периода, год.

$$T_p = 1 + T_{\text{сл2}} \quad (3.10)$$

$$T_p = 1 + 10 = 11 \text{ лет}$$

где: 1 – год принятия инвестиционного решения;

$T_{\text{сл2}}$ – срок службы новой конструкции оборудования, год.

Индекс инфляции по годам расчетного периода по отношению к году принятия инвестиционного решения:

$$J_t = J_{(t-1)} \times (1 + \beta)^{12} \quad (3.11)$$

$$J_1 = 1 \text{ год}$$

$$J_2 = 1 \cdot (1 + 0,016) = 1,21 \text{ года}$$

$$J_3 = 1,21 \cdot (1 + 0,016) = 1,46 \text{ года}$$

$$J_4 = 1,46 \cdot (1 + 0,016) = 1,76 \text{ года}$$

$$J_5 = 1,76 \cdot (1 + 0,016) = 2,13 \text{ года}$$

$$J_6 = 2,13 \cdot (1 + 0,016) = 2,57 \text{ лет}$$

$$J_7 = 2,57 \cdot (1 + 0,016) = 3,11 \text{ лет}$$

$$J_8 = 3,11 \cdot (1 + 0,016) = 3,76 \text{ лет}$$

$$J_9 = 3,76 \cdot (1 + 0,016) = 4,55 \text{ лет}$$

$$J_{10} = 4,55 \cdot (1 + 0,016) = 5,50 \text{ лет}$$

$$J_{11} = 5,50 \cdot (1 + 0,016) = 6,65 \text{ лет}$$

$$J_{12} = 6,65 \cdot (1 + 0,016) = 8 \text{ лет}$$

где: J_t , $J_{(t-1)}$ – индекс инфляции в t -том и $(t-1)$ -м годах расчетного периода.

β – среднемесячный уровень инфляции;

12 – количество месяцев в году.

Для первого года расчетного периода T_p (года принятия инвестиционного решения) $J_1 = 1$.

Экономия на эксплуатационных издержках при использовании новой конструкции оборудования по годам расчетного периода в ценах года принятия инвестиционного решения, у. е.

$$\mathcal{E}_{ит} = \frac{\mathcal{E}_и}{J_t} \quad (3.12)$$

$$\mathcal{E}_и t_1 = 0 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_и t_2 = \frac{122204,2}{1,21} = 100995,21 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_и t_3 = \frac{122204,2}{1,46} = 83701,51 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_и t_4 = \frac{122204,2}{1,76} = 69434,20 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_и t_5 = \frac{122204,2}{2,13} = 57372,86 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_и t_6 = \frac{122204,2}{2,57} = 47550,27 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_и t_7 = \frac{122204,2}{3,11} = 39293,95 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_и t_8 = \frac{122204,2}{3,76} = 32501,11 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_и t_9 = \frac{122204,2}{4,55} = 26858,1 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_и t_{10} = \frac{122204,2}{5,50} = 22218,94 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_и t_{11} = \frac{122204,2}{6,65} = 18376,57 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_и t_{12} = \frac{122204,2}{8} = 15275,52 \text{ у. е.}$$

где: $\mathcal{E}_и$ – см. формулу (9).

Для первого года T_p значение $\mathcal{E}_{и1} = 0$.

Дисконтированная величина экономии от реализации проекта в ценах года принятия инвестиционного решения, у. е.

$$\mathcal{E}_{дис} = \sum_{t=1}^{Q_6} [\mathcal{E}_{ит} / (1 + r)^t] \quad (3.13)$$

$$\mathcal{E}_{дис1} = \frac{0}{(1+0,16)^1} = 0 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}2} = \frac{100995,21}{(1+0,16)^2} = 75055,89 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}3} = \frac{83701,51}{(1+0,16)^3} = 53624 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}4} = \frac{69434,20}{(1+0,16)^4} = 38347,89 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}5} = \frac{57372,86}{(1+0,16)^5} = 27316,44 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}6} = \frac{47550,27}{(1+0,16)^6} = 19516,64 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}7} = \frac{39293,95}{(1+0,16)^7} = 13903,36 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}8} = \frac{32501,11}{(1+0,16)^8} = 9913,66 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}9} = \frac{26858,1}{(1+0,16)^9} = 7062,42 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}10} = \frac{22218,94}{(1+0,16)^{10}} = 5036,67 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}11} = \frac{18376,57}{(1+0,16)^{11}} = 3591,1 \text{ у. е.}$$

$$\mathcal{E}_{\text{дис}12} = \frac{15275,52}{(1+0,16)^{12}} = 2573,36 \text{ у. е.}$$

$$\sum \mathcal{E}_{\text{дис}} = \mathcal{E}_{\text{дис}1} + \mathcal{E}_{\text{дис}2} + \mathcal{E}_{\text{дис}3} + \mathcal{E}_{\text{дис}4} + \mathcal{E}_{\text{дис}5} + \mathcal{E}_{\text{дис}6} + \mathcal{E}_{\text{дис}7} + \mathcal{E}_{\text{дис}8} + \mathcal{E}_{\text{дис}9} + \mathcal{E}_{\text{дис}10} + \mathcal{E}_{\text{дис}11} + \mathcal{E}_{\text{дис}12} = 255941,43 \text{ у. е.}$$

где: r – принятая норма дисконта.

Экономический эффект за расчетный период T_p при использовании новой конструкции оборудования, у. е.

$$\mathcal{E}_{\text{тр}} = \mathcal{E}_{\text{дис}} - K \quad (14)$$

$$\mathcal{E}_{\text{тр}} = 255941,43 - 5000 = 250941,43 \text{ у. е.}$$

где: K – инвестиции на модернизацию базовой конструкции оборудования, у. е.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На сегодняшний день большинство месторождений применяют технологию скребкования скважин, а также промывку горячей нефтью. Методы являются достаточно затратными, но эффективными. Однако не всегда являются безопасными технологии, основанные на горячей промывке скважин и оборудования нефтью или водой с добавлением ПАВ. Таким образом невозможно полностью отказаться от механизированных и тепловых методов борьбы с отложениями, так как другие методы не исключают, а только увеличивают межочистной период скважин.

Разработка новых методов борьбы с АСПО остаётся актуальной. Наибольший интерес представляет собой химическое предупреждение отложений ингибиторами. Метод является эффективным и действенным, так как способствует защите всего нефтепромыслового оборудования месторождения, включая систему сбора и транспорта углеводородного сырья. Недостатки технологии, связанные с подбором реагента, закупкой сырья и оборудования для обработки скважин являются актуальными на многих месторождениях и требуют совершенствования. Предложенная технология закачки химических реагентов в скважину с помощью специального погружного кабельного устройства повышает эффективность ингибирования и удаления отложений, а также снижает расход реагентов и затраты на проведения мероприятия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Голонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. – М.: Гостоптехиздат, 1960.
2. Люшин С.В., Репин Н.Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах // Сб. борьба с отложениями парафина. – М.: Недра, 1965
3. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними/ В. П. Тронов – М.: Недра, 1969. – 192 с.
4. Коробов Г.Ю. Исследование влияния асфальто-смолистых компонентов в нефти на процесс образования асфальтеносмолопарафиновых отложений / Г.Ю. Коробов, М.К. Рогачев // Нефтегазовое дело. – 2015. – №3. С. 162-173.