Федеральное агентство по образованию

ГОУ ВПО "Удмуртский Государственный Университет"

Нефтяной факультет

Курсовой проект

По курсу: "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений"

На тему: "Применение технологии солянокислотной обработки установок ЭЦН на Мишкинском месторождении"

Выполнил:

студент группы ЗС-РС 060800-41(к)

Лызлов И. Ю.

Проверил:

Борхович С.Ю.

Ижевск, 2009г

Содержание

1. Геологический раздел

1.1 Общие сведения о месторождении

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек

1.4 Состав, свойства нефти, газа, конденсата и воды

1.5 Запасы нефти

Выводы по геологическому разделу

2. Технологический раздел

2.1 Текущее состояние разработки

2.2 Технико-эксплуатационная характеристика фонда скважин

2.3 Осложнения при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН

2.4 Обработка скважин с УЭЦН соляной кислотой

Выводы по технологическому разделу.

3. Экономический раздел

3.1 Обоснование показателей экономической эффективности

3.2 Нормативная база и исходные данные для расчета экономических показателей

3.3 Расчет экономических показателей

Выводы по экономическому разделу

Заключение

Список использованной литературы

1. Геологический раздел

# 1.1 Общие сведения о месторождении

Мишкинское месторождение нефти открыто в 1966 году. В административном отношении месторождение расположено в восточной части Удмуртской Республики, на территории Воткинского и Шарканского районов, в 4-15 км севернее г.Воткинска. Мишкинская структура осложнена тремя куполами: северным – Чужеговским (2002 г.), западным — Воткинским (1970 г) и восточным — Черепановским (1970 г.) (рис.1).

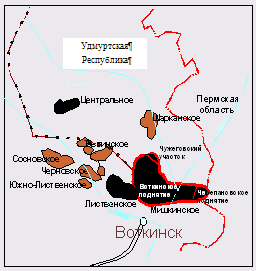


Рисунок 1.Схема расположения месторождения.

В восточной, юго-западной и северной частях месторождения расположены охранные зоны: Пихтовские пруды, Воткинский пруд и леса I категории, р. Вотка. Кроме того, граница водоохранных зон составляет: Воткинский пруд - 500 м, Пихтовские пруды - 300 м, р. Вотка – 200 м. Бурение под охранные зоны в настоящее время затруднено из-за невозможности получить от государства разрешение на подготовку кустов, расположенных в этих зонах. В непосредственной близости от Мишкинского месторождения расположены: западнее - Лиственское месторождение, севернее – Шарканское месторождение, на некотором удалении северо-западнее – Быгинское, Черновское, Южно-Лиственское месторождения. Южнее месторождения к г. Воткинску подходит железнодорожная ветка Ижевск-Воткинск, по центральной части месторождения в меридиональном направлении проходит асфальтированное шоссе Воткинск-Шаркан, в восточной части в северо-восточном направлении - асфальтированное шоссе Воткинск-Кельчино-Пермь. Площадь месторождения покрыта сетью асфальтированных и проселочных дорог летнего и зимнего пользования.

В орогидрографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой холмистую залесенную равнину с максимальными отметками рельефа на водоразделах от 150 до 220 м. Речная сеть представлена реками Сива и Шарканка, небольшими речками Сидоровка, Осиновка, Березовка, речные долины, которых часто заболочены, и многочисленными мелкими ручьями. Леса в основном хвойные (ель, сосна, пихта), реже смешанные, свободные от леса участки заняты сельскохозяй-ственными угодьями. Климат района умеренно-континентальный с продолжительной зимой и коротким прохладным летом. Среднегодовое количество осадков около 500 мм, две трети которых приходятся на месяцы с мая по сентябрь. Среднегодовая температура +20С, морозы в январе – феврале иногда достигает –400С. Средняя глубина промерзания грунта 1,2 м, толщина снежного покрова 60-80 см. Добычу нефти из Мишкинского месторождения ведёт НГДУ "Воткинск". (ОАО "Удмуртнефть"). Всего фонд скважин Мишкинского месторождения на 01.07.2007 г. составляет 1300 скважин, из которых 25 ликвидированы.

1.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

Мишкинская зона поднятий расположена в южной части Верхне-камской впадины, в пределах которой наблюдается довольно сложное строение отдельных пачек осадочных пород. С угловым и стратиграфическим несогласием на отложениях рифейского и вендского комплексов залегают отложения девонской системы, прослеживается зона с резко увеличенными терригенными отложениями нижнего карбона. По тектонической схеме принятой в Удмуртии, во впадине прослеживаются валы северо-западного простирания (Июльский, Киенгопский, Зурийский, Дебёсский и др.). Мишкинское месторождение нефти расположено в юго-восточной части Киенгопского вала, представляющего собой крупную структуру, осложнённую рядом браклантиклинальных складов низшего порядка. К северо-западу от Мишкинского расположены Киенгопское и Чутырское месторождения, а восточнее Ножовская нефтяная зона. Все они находятся в одинаковых структурно-тектонических условиях, располагаясь в прибортовой части Камско-Кинельской системы прогибов. Кристаллический фундамент скважинами не вскрыт. По геофизическим материалам строение фундамента блоковое, обусловленное развитием сбросо-сдвиговых разрывных нарушений северо-восточного и северо-западного простираний. Месторождение расположено в наиболее погруженной части Верхне-камской впадины, где глубина поверхности кристаллического фундамента достигает 5500-6000 метров. Рифейские и вендские отложения изучены слабо и по этой причине тектоническое строение их осталось невыясненным. Воткинское поднятие характеризуется относительно пологим северным крылом с углом падения пород 300 и более крутым южным 60. Наиболее высокая часть поднятия по нижнему карбону фиксируется в районе скважины № 211. Амплитуда поднятия в пределах замкнутой изогипсы – 1320 м кровли тульского горизонта составляет для Западно-Воткинского купола – 56 м., Восточно-Воткинского купола – 36 м и Черепетского поднятия – 25 м. На месторождении нефтеносными являются карбонатные пласты B-II, B-IIIa, B-IIIб верейского горизонта, А4-0 - А4-6 башкирского яруса среднего карбона, терригенные пласты С‑II – C‑VII визейского яруса, карбонатные пласты Сt‑III, Сt‑IV турнейского яруса нижнего карбона, D3‑zv заволжского надгоризонта фаменского яруса верхнего девона. Нефтеносность отложений установлена по керну, геохимическим, промыслово-геофизическим данным, результатам опробования поисково- разведочных скважин в процессе бурения и в колонне; промышленная нефтеносность подтверждена эксплуатацией турнейского, визейского, башкирского и верейского объектов разработки.



Рисунок 2. Сводный литолого-стратиграфический разрез

Таблица №1. Геолого-физическая характеристика продуктивных коллекторов

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Верейский | Башкирский | Визейский | Турнейский |
| Средняя глубина залегания кровли, м | 1170 | 1225 | 1425 | 1490 |
| Тип залежи | Пласто.- сводовая | Пласто.- сводовая | Пласто.- сводовая | Пласто.- сводовая |
| Тип коллектора | карбонатный | карбонатный | карбонатный | терригенный |
| Площадь нефтегазоносности, тыс.м2 | 164 169 | 97065 | 38 031 | 31594 |
| Средняя общая толщина, м | 10,98 | 31,36 | 24,19 | 39,89 |
| Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м | 3,83 | 5,37 | 7,16 | 11,55 |
| Коэффициент пористости, доли | 0,17 | 0,15 | 0,19 | 0,14 |
| Коэффициент нефте насыщенности ЧНЗ, доли ед. | 0,82 | 0,705 | 0,783 | 0,88 |
| Проницаемость, 10-3 мкм2 | 198 | 162 | 574 | 280 |
| Коэффициент песчанистости, доли ед. | 0,35 | 0,340 | 0,39 | 0,51 |
| Расчлененность | 4,40 | 12,4 | 8,77 | 15,2 |
| Начальная пластовая температура, | 24,0 | 25,0 | 30,1 | 29,8 |
| Начальное пластовое давление, МПа | 11,8 | 11,5 | 13,76 | 15,41 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с | 16,6 | 17,36 | 25,77 | 65,4 |
| Плотность нефти в пластовых условиях, т/м3 | 0,879 | 0,880 | 0,893 | 0,917 |
| Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м3 | 0,892 | 0,891 | 0,905 | 0,920 |
| Абсолютная отметка ВНК, м | -1041 | -1047 | -1313,5 | -1354 |
| Объемный коэффициент нефти, доли ед. | 1,044 | 1,032 | 1,028 | 1,013 |
| Содержание серы в нефти, % | 2,91 | 2,74 | 3,19 | 3,55 |
| Содержание парафина в нефти, % | 4,35 | 4,70 | 4,28 | 4,80 |
| Давление насыщения нефти газом, МПа | 7,81 | 7,11 | 8,37 | 8,27 |
| Газовый фактор, м3/т | 19,94 | 15,85 | 12,5 | 6,39 |

1.3 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных коллекторов, вмещающих пород и покрышек

По всем продуктивным пластам с целью определения пористости, проницаемости и водонасыщенности было проанализировано 4557 образцов керна. Кроме того, определение пористости осуществлялось и по данным ГИС. Начальная нефтенасыщенность продуктивных пластов определялась по данным ГИС и методом центрифугирования.

При расчете средних значений коллекторских свойств за нижний предел проницаемости для всех типов коллекторов принято значение 1 мД. За нижний предел пористости для карбонатных пород верейского горизонта, башкирского и турнейского ярусов принято значение 8%, а для терригенных коллекторов визейского яруса ‑10 %.

Продуктивные пласты верейского горизонта представлены раковинно-известняковыми песчаниками, известняками органогенными, органогенно-детритовыми и известняками тонко-мелкокозернистыми

Башкирский ярус представлен известняками серыми и темно-серыми, пористыми и плотными, прослоями глинистыми, с включениями кремня, с примазками глин по многочисленным трещинам, иногда с прослойками зеленовато- серого аргиллита. Встречаются стилолитовые швы, выполненные глинистым материалом. Продуктивные отложения представлены следующими разностями: известняками органогенными, раковинно-известняковыми песчаниками, известняками органогенно-детритовыми.

Продуктивные пласты терригенных отложений визейского яруса представлены переслаиванием алевролитов, аргиллитов и песчаников с подчиненными прослоями доломитов

Коллекторы тульских продуктивных пластов представлены алевролитами, алевропесчаниками, реже песчаниками. Продуктивные пласты бобриковского горизонта сложены кварцевыми мелкозернистыми и разнозернистыми песчаниками, алевролитами.

Продуктивная толща турнейского яруса включает отложения черепетского и малевско-упинского горизонтов. Черепетский горизонт представлен переслаиванием серых, в большей степени глинистых известняков и черных, темно-серых аргиллитов. Малевско-упинский горизонт сложен известняками светло-серыми, скрыто и мелко кристаллическими, мелкокавернозно-пористыми иногда трещиноватыми.

Продуктивные пласты заволжского надгоризонта представлены переслаиванием плотных мелкокристаллических известняков, раковинно-известняковых песчаников, пелитоморфных органогенных известняков, доломитов; алевролитов известковистых.

Характеристика коллекторских свойств пород, слагающих продуктивные пласты, приведена в таблице 2.

Таблица №2. Характеристика коллекторских свойств продуктивных коллекторов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Проницаемость, мкм2 | Пористость, доли ед. | Нефтенасыщенность, д.ед. | Проницаемость, мкм2 | Пористость, доли ед. | Нефтенасыщенность, д.ед. | Проницаемость, мкм2 | Пористость, доли ед. | Нефтенасыщенность, д.ед. | Проницаемость, мкм2 | Пористость, доли ед. | Нефтенасыщенность, д.ед. |
|  | Верейский | | | Башкирский | | | Визейский | | | Турнейский | | |
| Кол-во определений | 633 | 742 | 1077 | 149 | 180 | 1402 | 73 | 157 | 1428 | 246 | 342 | 2470 |
| Среднее значение | 0,198 | 0,164 | 0,755 | 0,162 | 0,139 | 0,705 | 0,574 | 0,201 | 0,720 | 0,280 | 0,144 | 0,757 |
| Коэф. вариации | 2,631 | 0,230 | 0,144 | 2,319 | 0,316 | 0,152 | 2,277 | 0,206 | 0,137 | 3,117 | 0,249 | 0,158 |
| Интервал изменения | 0,0001 | 0,068 | 0,51 | 0,0001 | 0,048 | 0,501 | 0,005 | 0,099 | 0,5 | 0,11 | 0,059 | 0,5 |
| 5,228 | 0,298 | 0,947 | 3,129 | 0,274 | 0,957 | 4,885 | 0,28 | 0,953 | 5,257 | 0,259 | 0,971 |

1.4 Свойства и состав нефти, газа, конденсата и воды

Свойства нефти в пластовых условиях

Средние значения основных параметров, определенных по результатам анализа глубинных проб нефти, приведены в таблице 3.

Таблица № 3. Свойства нефти в пластовых условиях.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование параметра | Верейские отложения | Башкирские отложения | Визейские отложения | Турнейские отложения |
| Пластовое давление, МПа | 11,80 | 11,5 | 13,76 | 15,41 |
| Пластовая температура, °С | 24,0 | 25,0 | 30,1 | 29,8 |
| Давление насыщения, МПа | 7,81 | 7,11 | 8,37 | 8,27 |
| Газосодержание, м3 /т | 19,94 | 15,85 | 12,50 | 6,39 |
| Плотность в условиях пласта, кг/м3 | 879,3 | 880,6 | 893,2 | 916,6 |
| Вязкость в условиях пласта, мПа с | 16,60 | 17,36 | 25,77 | 65,4 |
| Коэффициент объемной упругости, 1/МПа·10-4 | 1,044 | 1,032 | 1,028 | 1,013 |
| Плотность нефтяного газа, кг/м3 , при 20°C: | 1,559 | 1,541 | 1,453 | 1,270 |
| Плотность дегазированной нефти, кг/м3 , при 20°С | 892,1 | 891,7 | 904,8 | 920,9 |

Нефти верейских отложений характеризуются по принятой классификации как средние по плотности и с повышенной вязкостью. Сравнение физико-химических свойств нефти показывает, что плотность нефти в пластовых условиях по пласту B-II выше (0,8828 г/см3), чем по пласту B‑IIIa (0,8783 г/см3), что связано с ее более низким газосодержанием (17,49 м3/т). Нефть пласта B‑IIIa характеризуется более низкой динамической вязкостью (16,02 мПа·с). Нефть, отобранная в пробах из совместных пластов B-II, B-IIIa и B-IIIб верейского горизонта (скв. 194R, 1985 и 2016) , по своим свойствам близка к нефти из пласта B-IIIa, поэтому параметры нефти для пласта B-IIIб рекомендуется брать по аналогии с пластом B-IIIa. Диапазон изменения физических свойств нефти по пластам месторождения не велик, что позволяет отметить их однотипность.

В башкирском ярусе большая часть представительных проб (восемь из десяти) отобрана из совместных пластов, поэтому пласты охарактеризованы по средним значениям параметров нефти по всем пробам. Большинство параметров нефти, отобранной в скв. 131, 252 и 253 (на Черепановском поднятии) меняется значительно: диапазон изменения динамической вязкости: 10,19-22,04 мПа∙с, плотности нефти в пластовых условиях: 0,8541-0,8950 г/см3, объемного коэффициента: 1,016-1,065, газонасыщенности: 11,60-24,76 м3/т; различия между давлениями насыщения значительно ниже, 4,60-6,10 МПа. Такое же изменение в значениях динамической вязкости, объемного коэффициента и газонасыщенности прослеживается и на Воткинском поднятии, соответственно: 13,6-28,73 мПа∙с, 1,025-1,040 и 10,8-18,0 м3/т. По месторождению в отложениях среднего карбона не наблюдается хорошо выраженной зависимости изменения параметров пластовой нефти с глубиной залегания и по площади.

Нефти башкирских отложений характеризуются как нефти с повышенной вязкостью (более 10,0 мПа∙с).

В визейском ярусе выделены семь продуктивных пластов с C-II по C-VII. Из-за недостатка проб отдельно по пластам, средние значения параметров нефти рассчитаны в целом для визейского объекта по всем имеющимся пробам. Нефти визейских отложений также характеризуются как нефти с повышенной вязкостью.

В турнейском ярусе выделены продуктивные пласты Ct-III, Ct-IV. Нефть малевско-упинского возраста (пласт Ct-IV) изучена по девяти представительным пробам, отобранным в скв. 131R, 180R, 306R, 1319, 1445 и 1811. Она характеризуется как тяжелая (0,9166 г/см3), высоковязкая (более 30 мПа∙с).По пластам Ct-III черепетского горизонта турнейского яруса и D3-zv заволжского надгоризонта фаменского яруса пробы не отбирались.

Таблица № 4. Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование параметра | Верейские отложения | Башкирские отложения | Визейские отложения | Турнейские отложения |
| Плотность при 200С, кг/м3 | 892,1 | 891,7 | 904,8 | 920,9 |
| Вязкость, мПа.с при 20ОС | 37,67 | 31,87 | 65,16 | 128,13 |
| Молярная масса, г/ моль |  |  |  |  |
| Температура застывания, °С | -8,0 | -12,7 | -8,6 | -7,0 |
| Массовое содержание, % |  |  |  |  |
| серы | 2,91 | 2,74 | 3,19 | 3,55 |
| смол силикагелевых | 17,84 | 17,26 | 18,40 | 21,40 |
| асфальтенов | 4,70 | 4,45 | 5,06 | 4,17 |
| парафинов | 4,35 | 4,70 | 4,28 | 4,80 |

Растворенный в нефти газ

Газ, растворенный в нефти продуктивных отложений среднего и нижнего карбона, изучен при сепарации глубинных проб. Средние значения основных параметров газа приведены в таблице 4.8. Газ верейских и башкирских залежей по своему составу является углеводородно-азотным (содержание азота < 50%), визейских - азотно-углеводородным (содержание азота > 50%) , турнейских - азотным (содержание азота > 80%).

Таблица №5. Компонентный состав нефтяного газа.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование параметра | Верейские отложения | Башкирские отложения | Визейские отложения | Турнейские отложения |
| Молярная концентрация, % |  |  |  |  |
| - сероводород |  |  |  |  |
| - двуокись углерода | 0,88 | 0,14 | 0,31 | 1,35 |
| - азот+редкие | 35,72 | 40,00 | 57,05 | 87,20 |
| в т.ч. гелий | 0,016 | 0,019 | 0,047 | 0,059 |
| - метан | 11,76 | 9,65 | 6,63 | 1,94 |
| - этан | 13,56 | 13,21 | 7,87 | 2,67 |
| - пропан | 20,48 | 19,91 | 14,45 | 2,59 |
| - изобутан | 4,02 | 4,09 | 3,50 | 1,49 |
| - норм, бутан | 8,03 | 7,18 | 5,96 | 1,75 |
| - изопентан | 2,65 | 2,59 | 2,05 | 1,18 |
| - норм. пентан | 2,07 | 1,78 | 1,37 | 0,74 |
| - гексаны |  |  |  |  |
| - октаны |  |  |  |  |
| - остаток С9+ | 1,10 | 1,48 | 0,95 | 0,94 |
| Плотность |  |  |  |  |
| - газа, кг/м3 | 1,559 | 1,541 | 1,453 | 1,270 |
| - газа (по воздуху), доли ед. | 1,294 | 1,279 | 1,206 | 1,054 |
| - нефти, кг/м3 | 894,3 | 891,7 | 904,8 | 920,9 |

Пластовые воды

Результаты анализа проб пластовой воды приведены в таблице 6. Воды исследованных гидростратиграфических подразделений являются высокоминерализованными рассолами хлор-кальциевого типа с промышленным содержанием йода и брома, плотностью 1.17 г/см3, с очень низким содержанием гидрокарбонатов и сульфатов. Замеры концентрации водородных ионов pH единичные, значения близки к нейтральным, сдвинуты в сторону кислой среды.

Таблица 6.Характеристика пластовой воды

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование параметра | | Верейские отложения | Башкирские отложения | Визейские отложения | Турнейские отложения |
| Плотность при 20оС, г/см3 | | 1.171 | 1.172 | 1.173 | 1.172 |
| рН | | 6.8 | 7.0 | 6.4 | 5.93 |
| Минерализация | г/л | 254.5 | 256.6 | 254.3 | 251.2 |
| мг-экв/л | 8981 | 8988 | 8892 | 8792 |
| Темпер расч. град | | 26 | 27 | 31 | 32 |
| Давл. расч МПа | | 11.42 | 11.72 | 14.69 | 15.20 |
| Вязкость расчетная\* (m в) мПа\*с | | 1.35 | 1.34 | 1.26 | 1.24 |
| Концентрации ионов, г/л | Эквивалентная конц NaCl (для опред Rв) | 259 | 260 | 257 | 254 |
| НСО3- | 0.2 | 0.0 | 0.0 | 0.1 |
| % НСО3- | 0.1 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Cl- | 158.8 | 158.9 | 157.4 | 155.4 |
| % Cl- | 63.3 | 63.4 | 62.8 | 62.0 |
| SO42- | 0.5 | 0.6 | 0.4 | 0.5 |
| % SO42- | 0.2 | 0.2 | 0.1 | 0.2 |
| Ca2+ | 17.1 | 14.9 | 15.6 | 15.9 |
| % Ca2+ | 6.8 | 5.9 | 6.2 | 6.3 |
| Mg2+ | 5.2 | 4.5 | 3.7 | 4.0 |
| % Mg2+ | 2.1 | 1.8 | 1.5 | 1.6 |
| Na+ K+ | 73.6 | 77.7 | 77.2 | 75.1 |
| % (Na+ K+) | 29.3 | 31.0 | 30.8 | 30.0 |
| Концентрации ионов, мг-экв/л | НСО3- | 3 | 1 | 0 | 1 |
| Cl- | 4478 | 4481 | 4439 | 4383 |
| SO42- | 9 | 12 | 7 | 11 |
| Ca2+ | 855 | 743 | 780 | 793 |
| Mg2+ | 431 | 371 | 308 | 332 |
| K+ Na+ | 3205 | 3380 | 3358 | 3271 |
| Микроэлементы, мг/л | Br (бром) | 663 | 614 | 616 | 569 |
| J (йод) | 13 | 12 | 11 | 12 |
| Бор (B2O3) | 89 | 109 | 131 | 180 |

1.5 Запасы нефти

Подсчет запасов нефти выполнен трестом "Удмуртнефтеразведка" по состоянию на 15.10.69 г. Результаты подсчета утверждены ГКЗ СССР (протокол № 5942 от 10.04.70 г.).

В процессе эксплуатационного разбуривания и выполнения геологоразведочных работ с получением новой информации неоднократно производилась оперативная оценка запасов и перевод запасов в более высокие категории с утверждением их в ЦКЗ, часть запасов категории С2 была списана. По результатам бурения 1989-91 гг. институтом "УдмуртНИПИнефть" в рамках составления Баланса запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов за 1997 год по месторождениям ОАО "Удмуртнефть" выполнен прирост запасов Черепановского поднятия по отложениям верейского горизонта, башкирского и турнейского ярусов (протокол ЦКЗ РФ №183-98 от 09.04.98г.).

В 2000 г. также в рамках составления Баланса запасов нефти, газа и сопутствующих компонентов проведена оперативная оценка запасов на Черепановском поднятии (протокол. ЦКЗ РФ № 295-2001(М) от 26.03.2001 г.). Получен прирост запасов нефти по отложениям верейского горизонта, башкирского, визейского и турнейского ярусов. Отдельные участки залежей Черепановского поднятия территориально расположены в Пермской области, соответственно запасы этих участков учитываются Госбалансом отдельно.

В 2001 г. по результатам бурения разведочных скважин 10R, 14R, 308R выполнен оперативный подсчет запасов нефти Чужеговского поднятия по продуктивным отложениям верейского горизонта (протокол ЦКЗ РФ №199(М) от 01.04.2002 г.). Подсчитанные запасы находятся за пределами разрешенной лицензионной деятельности и относятся к нераспределенному фонду.

Состояние запасов, числящихся на Госбалансе , на 01.01.2007 г. приведено в таблице 7.

В 2005 г. ЗАО "ИННЦ" выполнен отчет по пересчету запасов нефти месторождения. В настоящее время отчет представлен на экспертизу в ГКЗ МПР РФ.

Пересчет запасов выполнен по следующим подсчетным объектам:

* B-II, B-IIIa, B-IIIб верейского горизонта среднего карбона;
* А4-0, А4-1, А4-2, А4-3, А4-4, А4-5, А4-6 башкирского яруса среднего карбона;
* С-II, С-III, С-IV, С-V, С-VI, С-VII визейского яруса нижнего карбона;
* Сt-III, Сt-IV турнейского яруса нижнего карбона;
* D3-zv заволжского надгоризонта верхнего девона.

Таблица 7. Состояние запасов нефти по Мишкинскому месторождению на 01.01.2007 г.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Объект, месторождение в целом | Начальные запасы нефти, тыс. т | | | | | | | | | | Текущие запасы нефти, тыс. т | | | | |
| утвержденные ГКЗ СССР | | | | | на Государственном балансе | | | | |
| геологические | | извлекаемые | | КИН С1/С2 д. ед. | геологические | | извлекаемые | | КИН С1/С2 д. ед. | геологические | | извлекаемые | | текущий КИН С1/С2 д. ед. |
| В+С1 | С2 | В+С1 | С2 | В+С1 | С2 | В+С1 | С2 | В+С1 | С2 | В+С1 | С2 |
| Распределенный фонд | | | | | | | | | | | | | | | |
| верейский (В‑II+B-III) | 73526.3 | 29436.3 | 24998.9 | 10008.3 | 0.34/0.34 | 93652 | 4228 | 31434 | 1439 | 0.34/0.34 | 83751 | 4228 | 21533 | 1439 | 0.118/- |
| башкирский | 29297.4 | 7712.9 | 9961.1 | 2622.4 | 0.34/0.34 | 39795 | 554 | 13526 | 188 | 0.34/0.34 | 35029 | 554 | 8760 | 188 | 0.136/- |
| визейский (Тл-0,I,II,Бб-I,II,III) | 20670.2 | - | 8782.5 | - | 0.42-0.5 | 22238 | - | 9440 | - | 0.424 | 16451 | - | 3653 | - | 0.352/- |
| турнейский (С1t) | 43598.8 | 1038.2 | 17003.5 | 404.9 | 0.39/0.39 | 44416 | - | 17322 | - |  | 36222 | - | 9128 | - | 0.226/- |
| Всего по распределенному фонду | 167092.7 | 38187.4 | 60746 | 13035.6 |  | 200101 | 4782 | 71722 | 1627 |  | 171453 | 4782 | 43074 | 1627 |  |
| Нераспределенный фонд | | | | | | | | | | | | | | | |
| Чужеговский участок верейский (В‑II+B-III) |  |  |  |  |  | 982 | 499 | 334 | 170 | 0.34/0.34 | 982 | 499 | 334 | 170 | - |
| Пермская область | | | | | | | | | | | | | | | |
| верейский (В‑II+B-III) |  |  |  |  |  | 178 | 139 | 61 | 47 | 0.34/0.34 | 178 | 139 | 61 | 47 |  |
| башкирский |  |  |  |  |  | 416 | 208 | 142 | 71 | 0.34/0.34 | 416 | 208 | 142 | 71 |  |
| визейский (Тл-0,I,II,Бб-I,II,III) |  |  |  |  |  | 208 | - | 88 | - | 0.424 | 208 | - | 88 | - |  |
| Всего по Пермской области |  |  |  |  |  | 802 | 347 | 291 | 118 | 802 | 347 | 291 | 118 |  |  |
| Всего по месторождению |  |  |  |  |  | 201885 | 5628 | 72347 | 1915 |  | 173237 | 5628 | 43699 | 1915 |  |

Выводы по геологическому разделу:

По месторождению выделяется 4 объекта эксплуатации, но основные промышленные скопления нефти приурочены к пласту В‑II башкирского яруса (около 43% от НИЗ).

Верейский объект.

В 2006 году добыто 354,8 тыс. т нефти при проектном уровне 390,3 тыс. т. Темп отбора от НИЗ – 1,5 %, проектный уровень – 1,6 %. Добыча жидкости составила – 1725,5 тыс. т (проектный уровень – 1768,0 тыс. т), обводненность составила – 79,5 % (проектное значение – 77,9 %). Текущая компенсация отборов закачкой составила – 103,6 % при проектной – 115,0 %.

Отставание фактической годовой добычи за 2006 год составило 9% от проектной и обусловлено тем, что средний дебитом по нефти на 0,4 т/сут ниже проектного при превышении действующего добывающего фонда на 11 скважин (3%).

Башкирский объект.

По состоянию на 01.01.2007 г. по башкирскому объекту разработки отобрано 4766,3 тыс. нефти, что соответствует проектному значению. Текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,119 при проектном 0,118, отбор от НИЗ 34,9% при обводнённости продукции 89,7% (проектная 87,4%). Жидкости отобрано 14868 тыс. т , что почти соответствует проектному. Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой соответствует проектной. Фонд добывающих скважин – 131, что на 9% меньше проектного, действующий фонд нагнетательных скважин – 45, что на 2 скв. меньше проектного, при этом накопленная компенсация отборов закачкой практически соответствует проектной, а текущая превышает проектную на 17,9%.

Визейский объект

На начало 2007 года накопленная добыча нефти составила 5786,7 тыс. т., накопленная добыча жидкости – 20113,3 тыс. т, отобрано 60,7 % от НИЗ (проектное значение 60,6%), при обводненности 90,3 % (выше проектной на 3 %).

Турнейский объект

За 2006 г. добыча нефти составила 424 тыс. т, что составляет 90% от проектного уровня. По состоянию на 01.01.2007 г. по турнейскому объекту отобрано 8194 тыс. т нефти (98 % от проектного значения), текущий коэффициент нефтеизвлечения составил 0,188 (при проектном 0,190). Отбор от начальных извлекаемых запасов составил 48,2 %, при обводнённости продукции 87,6% (проектное значение – 48,7 % и 85,2% соответственно). Жидкости отобрано 27113,6 тыс. т (101 % от проектного значения). Накопленная закачка составила 4844,4 тыс. м3 (99 % от проектного уровня), годовая компенсация отбора составила 11 %, что соответствует проектному значению. Фонд добывающих скважин – 219 (93 % от проектного количества), действующий фонд нагнетательных скважин – 7 (78 % от проектного количества).

2. Технологический раздел

2.1 Текущее состояние разработки

Мишкинское месторождение находится на III стадии разработки.

На Мишкинском месторождении, согласно технологической схеме, выделено 4 объекта разработки: верейский (I) – пласты В-II, B-III верейского горизонта, башкирский (II) – пласт А4 башкирского яруса, визейский (III) – пласты С-II–C-VII визейского яруса и турнейский (IV) ) – пласты Ct-III, Ct-IV турнейского яруса. В разработке находятся два поднятия Воткинское и Черепановское.

По I, II и III объектам технологической схемой предусматривался переход от реализованной треугольной сетки 500×500 м (семиточечный площадной элемент) к уплотненной сетке 250×500 м (тринадцатиточечный площадной элемент).

Уплотнение практически полностью реализовано на II и III объектах и частично на I объекте, где переход на сетку 250×500 м произведен в западной части Воткинского поднятия. Непробуренные проектные скважины в основном располагаются на периферийных участках объектов, а также в элементах где предусматривался переход на уплотняющую сетку.

В 2000 году ТКР утвержден отчет по теме "Дополнение к технологической схеме разработки Мишкинского месторождения (Черепановское поднятие)" (протокол ТКР № 15 от 23.11.2000 г.).

Утвержденный вариант предусматривал следующие основные положения:

- выделение двух эксплуатационных объектов разработки: верейский и турнейский;

- разработка верейского объекта самостоятельной сеткой вертикальных и горизонтальных скважин 400×400 м при площадной системе заводнения;

- разработка турнейского объекта имеющимися разведочными скважинами с довыработкой запасов боковыми горизонтальными стволами;

- общий фонд скважин – 48, в т.ч. добывающих – 35, нагнетательных - 13;

- фонд скважин для бурения – 42, в том числе 23 горизонтальные;

- резервный фонд – 6 скважин;

- механизированный способ эксплуатации.

Сопоставление фактических показателей разработки по Мишкинскому месторождению за период 2002-2006 г.г. проведено в соответствии с проектными документами: "Технологическая схема разработки Мишкинского нефтяного месторождения" от 1986 года (верейский, башкирский и яснополянский объекты); "Дополнение к технологической схеме разработки Мишкинского месторождения с разбуриванием черепетской залежи горизонтальными скважинами" от 1995 года (турнейский объект); "Дополнение к технологической схеме Мишкинского месторождения (Черепановское поднятие)" от 2000 года; "Авторский надзор за разработкой Мишкинского месторождения" от 2001 года и 2004 года.

2.2 Технико-эксплуатационная характеристика фонда скважин

Добыча нефти ведется механизированным способом. Коэффициент использования фонда составляет 0,927. По состоянию на 01.07.2007 г. на месторождении числится 1300 скважин. Из них 877 добывающих, в том числе 813 действующих, 248 нагнетательных, в том числе 216 действующих, 92 контрольных и 26 поглощающих скважины (серпуховские отложения), 33 скважины в консервации и 25 ликвидированы. Характеристика фонда скважин приведена в таблице 8. Общий добывающий фонд месторождения составляет 877 скважин, в т.ч. 813 скважин эксплуатационного фонда, 33 в консервации и 24 ликвидированы. Из скважин эксплуатационного фонда действующими являются 813, в бездействии находится 64 скважины, основной способ добычи ШГН (650 скв. – 80%).

Таблица 8. – Характеристика фонда скважин по состоянию на 01.07.2007 г.

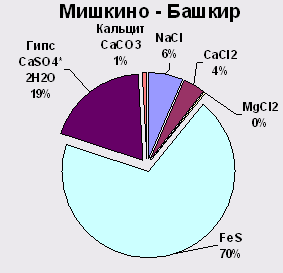
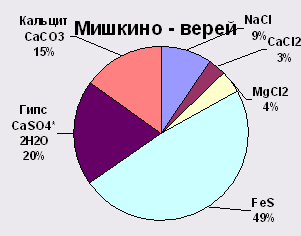
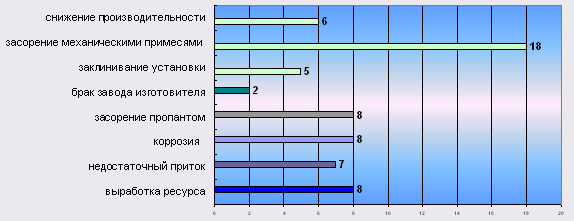


Разработка месторождения осуществляется при поддержании пластового давления. Для этих целей пробурено 246 нагнетательных скважин, 129 скважин переведены из добывающих, 4 скважины возвращены с других пластов. По состоянию на 1.01.07 г. эксплуатационный нагнетательный фонд состоит из 246 скважины, из которых под закачкой находятся 216, в бездействии – 18.

2.3 Осложнения при эксплуатации скважин, оборудованных ЭЦН

В данный момент на Мишкинском месторождении 17 % фонда эксплуатируется установками электроцентробежных насосов, в основном этот фонд является высокодебитным и отказы на этих скважинах сопровождаются большими затратами. В процессе эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН приходится неизбежно сталкиваться с проблемами снижения производительности, нестабильной работой насоса, заклиниванием УЭЦН . Анализируя распределение отказов УЭЦН за 2008 год по причинам (график 1), видим что основной и главной причиной является засорение механическими примесями рабочих органов установок (составляет 47 % от общего числа отказов), далее– снижение производительности УЭЦН и заклинивание рабочих агрегатов установки. Химический состав механических примесей будет различным в зависимости от объекта разработки (рис. 3,4,5), но для всех объектов характерна одна картина, это высокое содержание сульфидов железа которое колеблется от 50 до 70%, такое высокое содержание не может не влиять на нормальную работу оборудования, далее по содержанию преобладают гипс и соли. Эти отложения называют сульфидосодержащими отложениями: в условиях месторождений Удмуртии это, в основном, гипсосульфидоуглеводородные (CaSO3 + FeS + АСПО) и карбонатосульфидоуглеводородные (CaCO3 + FeS + АСПО) отложения. Сульфид железа представляет собой рыхлую черную массу, которая хорошо агрегатируется с другими солями и АСПО, часто играет роль стимулятора образования солей и АСПО в зоне приема насоса, забивая при этом фильтры и рабочие органы насосов, которые в обычных условиях находятся ниже интервала образования АСПО. Работы многих ученых нефтяной отрасли и данные промысловых исследований показывают, что сульфиды железа образуются в большей части в призабойной части пласта при наличии железосодержащей воды и сероводорода в результате изменения термобарических условий при движении жидкости. Образованные "хлопья" сульфида железа, соединяясь с кристаллами других солей и агломератами АСПО, образуют сульфидосодержащие осадки на поверхности оборудования и рабочих органах насосов.

Причины отказов УЭЦН



Интенсивное перемешивание пластовых жидкостей в рабочих органах насосных установок и последующая адсорбция природных стабилизаторов на межфазной поверхности приводит к тому, что в массе самой жидкости и на поверхности оборудования образуются кристаллы и агрегаты самых различных солей в сочетании с мех. примесями и АСПО, приводящие в конечном счете к отказу насосного оборудования.

Наиболее эффективными методами борьбы с солеотложениями в ПЗП, в скважинах и скважинном оборудовании являются методы предупреждения отложений. В зависимости от условий образования и разновидности и химического состава солей методы предупреждения солеотложений могут быть самыми различными. Однако после группирования их по основным направлениям работы по борьбе с наиболее часто встречающимися солями можно назвать следующие методы предупреждения солеотложений:

* прогнозирование интенсивности солеотложений
* обработка призабойных зон ингибиторами солеотложений ( или бактерицидами-поглотителями сероводорода для предупреждения отложений сульфида железа)
* постоянно дозировать в затрубное пространство скважин соответствующие ингибиторы
* периодически заливать в затрубное пространство расчетное количество ингибитора
* для ППД применять вместо пресной воды подтоварную
* периодически обрабатывать закачиваемую в систему ППД воду бактерицидом для снижения в пласте СВБ и сероводорода.

Эффективность данных методов обработки не всегда дает необходимый результат, а применение новых высокоэффективных методов экономически не выгодны или технологически невозможны.

2.4 Обработка скважин с УЭЦН соляной кислотой

При работе с данным фондом предлагается применять соляно-кислотную обработку (СКО), (при условии, что другие методы воздействия и обработки оказались неэффективны), которая по своей результативности превосходит применяемые сегодня технологии восстановления работоспособности УЭЦН. Критерием выбора именно технологии СКО являются следующие основные причины:

* При расследовании причин отказа УЭЦН в предыдущих ремонтах сделано заключение о причинах отказа в результате солеотложений в рабочих органах УЭЦН и фильтре.
* Снижение подачи УЭЦН достигает 15-30
* Частые остановки УЭЦН по причине "защита от перегруза".
* Остановка УЭЦН по причине заклинивания.
* Предыдущие СКО были результативными.
* Отсутствие специальных реагентов - удалителей солей.
* Отсутствие осложняющих факторов при СКО.

Технология проведения СКО не отличается сложными операциями, наоборот является достаточно простой, но при своей простоте показывает достаточно хорошие результаты. Приготовленный слабокислотный раствор закачивается в затрубное пространство при работающей установке, далее пачка кислоты продавливается расчетным объемом продавочной жидкости. после прокачки кислоты установка останавливается на время реагирования, время реакции определяется с учетом выявленных ранее осложняющих факторов и их процентного содержания и опыта проведения СКО на данной скважине.

После производится пуск установки, неотреагировавшая кислота отбирается в агрегат с последующей закачкой в ПЗП поглощающих скважин, тем самым мы минимизируем отрицательное влияние кислоты на систему сбора и подготовки продукции.

В случае незапуска УЭЦН необходимо иметь дополнительный объем жидкости для принудительного подъема кислота из скважины с дальнейшей утилизацией ее в нагнетательной скважине.

Из комплексных отложений на оборудовании УЭЦН соляная кислота реагирует сульфидами железа, окислами железа и карбонатами. Реагируя с сульфидами железа соляная кислота образует сероводород H2S и растворимую в воде FeCl2, причем в зависимости от количества солей выделенное количество сероводорода может быть значительным. В результате реакции соляной кислоты с карбонатами образуется хлористый кальций, углекислый газ и вода. Исходя из этого требуется добавлять в кислоту и продавочную жидкость соответствующие ингибиторы и добавочные химреагенты.

Технологические показатели операции СКО УЭЦН:

* Концентрация соленой кислоты - 5-6%
* Обьем раствора соляной кислоты - 3м3
* Добавка ингибитора коррозии в раствор кислоты - 0,5%
* Количество продавочной пластовой воды - по расчету
* Добавка в продавочную жидкость нейтрализатора сероводорода (СНПХ - 1100, ЛПЭ-32, сонцид 8102) - 500г/м3
* Добавка ингибитора солеотложений в продавочную жидкость - 60-150 г/м3

Объем продавочной жидкости (пластовой воды) при обратной закачке кислоты рассчитывается по формуле:

Vпр = 0,785 \* (D2э.к.-d2нкт) \* L эцн + 0,5 (м3);

где:

* Lэцн - глубина спуска ЭЦН по стволу скважины (м)
* Dэ.к - внутренний диаметр эксплуатационной колонны(м)
* d нкт - наружный диаметр НКТ (м)

Рассмотрим эффективность технологии на примере восстановления производительности установки на СКВ 4021 (график 2)

Видно, что установка работала со стабильным снижением дебета, был закачен реагент РАСПО в объеме 500кг, был полечен непродолжительный результат после сего была проведена промывка с реагентом, со временем дебет упал в 3 раза от начального, было принято решение о проведении СКО. В результате чего был получен положительный эффект. В результате проведенной СКО был предотвращен ТРС, восстановлена производительность УЭЦН, продолжительность эффекта сохраняется и составляет более 180 сут, а общая наработка скважины составляет более 350сут.

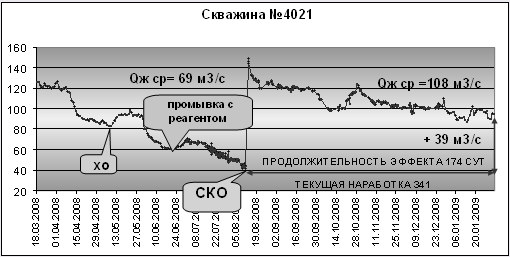


График 2. Дебет нефти по скв. 4021

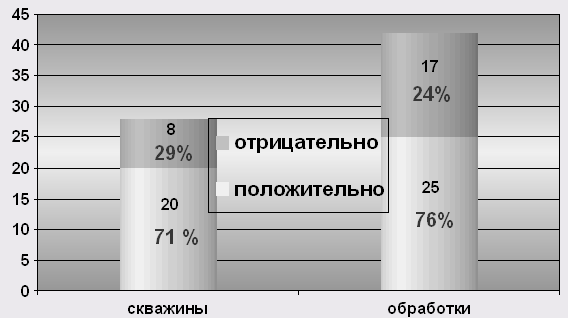


График 3. Эффективность солянокислотных обработок

Выводы по технологическому разделу

Всего в 2008 году в НГДУ "Воткинск" было проведено 42 обработки, из них 25 были результативными и на 9 из них мы получили долгосрочный эффект.

Анализируя результаты проведения СКО по скважинам видно что из 28 обработанных скважин на 20 был получен эффект и в 10 из них был предотвращен ТРС.

В процентном соотношении эффективность по скважинам достигает 71% , а по обработкам 76%. (график 3.)

Неэффективность СКО объясняется отсутствием опыта применения данной технологии в условиях наших месторождений. Проводились обработки установок, которые по результатам расследований признавались полностью неработоспособными по причине полного износа рабочих органов, заводского брака, слома вала и т.д.

3. Экономический раздел

3.1 Обоснование показателей экономической эффективности

Основная цель расчетов – экономическая оценка предлагаемого решения по проведению соляно-кислотных обработок скважин оборудованных УЭЦН, отвечающая критерию достижения максимального экономического эффекта от возможно более полного удаления механических примесей на приеме насоса, предотвращения ТРС, снижения затрат на эксплуатацию УЭЦН.

В данной работе проведена экономическая оценка проведения СКО УЭЦН в НГДУ "Воткинск" за 2008 год.

Экономическая оценка вариантов произведена на основании РД 153-39-007-96 с использованием следующих основных показателей эффективности:

* дисконтированный поток наличности (NPV);
* индекс доходности (PI);

В систему оценочных показателей также включены:

* капитальные вложения,
* эксплуатационные затраты на добычу нефти.

В расчетах не учтена инфляция, а также изменение цен на нефть и нормативов капитальных вложений и эксплуатационных затрат. Расчет проведен в рублевом исчислении.

3.2 Нормативная база и исходные данные для расчета экономических показателей проекта

ОАО "Удмуртнефть", являющееся дочерним предприятием ОАО НК "Роснефть", реализует всю добытую продукцию только по корпоративным ценам управляющей компании – 6127,50 руб/т.

Экономический эффект от применения СКО УЭЦН в НГДУ "Воткинск" в 2008 году представлен в таблице 9 .

Таблица 9.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | Количество | Экономический эффект (тыс. руб) |
| Затраты на ТРС (предотвращенные) | 10 | 850 |
| Затраты на ремонт УЭЦН | 10 | 1750 |
| Потери нефти при ТРС (тонн) | 832 | 5098,08 |
| Всего: | | 7698,08 |

Расчет капитальных вложений производился с учетом необходимого количества соляной кислоты, услуг ООО "СТТ" по закачке и услуг ООО "Сиам-Мастер" по исследованию скважин. Нормативы и расчет капитальных вложений приведены в таблице 10.

Таблица 10.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Среднее количество на закачку | Цена материалов за 1 ед. | Стоимость |
| Затраты на материалы |  |  | 11 267,00 |
| Соляная кислота (т) | 3 | 3 405,89 | 10 217,67 |
| Ингибитор коррозии- бактеирцид СНПХ-1004 (т) | 0,015 | 39 699,72 | 595,50 |
| Нейтрализатор сероводорода (т) | 0,00625 | 59 393,07 | 371,21 |
| Ингибитор солеотложений СНПХ-5312Т (т) | 0,0015 | 55 082,74 | 82,62 |
| Затраты на закачку |  |  | 10 037,40 |
| Кислотник (Урал) (час) | 6 | 697,12 | 4 182,72 |
| Цистерна технологическая V7-9,9 (УРАЛ ) (час) | 6 | 563,67 | 3 382,02 |
| Промывочный агрегат (КрАЗ) (час) | 6 | 412,11 | 2 472,66 |
| Исследования скважин |  |  | 1 242,12 |
| Замер динамического уровня | 4 | 310,53 | 1 242,12 |
| Всего на 1 обработку | | | 22 546,52 |
| Всего Капитальные вложения: | | | 946 953,84 |

Базой для расчета нормативов эксплуатационных затрат послужили данные, предоставленные ОАО "Удмуртнефть" за 12 месяцев 2008 года. Эксплуатационные затраты рассчитаны, исходя из зависимости нормативов и технологических показателей.

Нормативы эксплуатационных затрат приведены в таблице 11.

Таблица 11.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Цена, руб/т | Количество | Стоимость, руб |
| Затраты на подготовку нефти | 285,27 | 832 | 237 344,64 |
| Затраты на добычу нефти | 1578,54 | 832 | 1 313 345,28 |
| Итого 1 550 689,92 | | | |

Ставки и объем налоговых отчислений приведены в табл. 12.

Таблица 12.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Показатели | Ед. измерения | Ставка | Объем отчислений |
| НДС | % | 18 | 1 385 654,40 |
| Налог на прибыль | % | 24 | 1 847 539,20 |
| НДПИ | руб/ т | 2068 | 1 720 576,00 |
| Итого | | | 4 953 769,60 |

3.3 Расчет экономических показателей проекта

В 2008 году в НГДУ "Воткинск" было поведено 42 обработки СКО УЭЦН. При этом удалось сэкономить 7 698 080 руб. Расчет NPV и PI:



Выводы по экономическому разделу

В данном разделе по проектному решению определены основные экономические показатели, к числу которых относятся капитальные вложения, эксплуатационные затраты на добычу и подготовку нефти, дисконтированный поток денежной наличности (NPV), индекс доходности (PI), доход государства (налоги и платежи, отчисляемые бюджет).

По результатам расчётов экономических параметров видно, что предлагаемый проект является вполне перспективным и может быть рекомендован к реализации не только на месторождениях НГДУ "Воткинск", но и "Удмуртнефти" в целом.

За 2008 год проведено 42 обработки. Значение дисконтированного дохода составляет 246 666,64 рубля. Показатель индекса доходности инвестиций – 8,13. Доход государства за год составит 4 953 769,60 руб. Технологическим эффект также является позитивным : в совокупности с другими мероприятиями по увеличению наработки удалось повысить МРП и СНО и снизить количество отказов УЭЦН. Как видно из приведенных цифр внедренный и освоенный нами метод является достаточно эффективным и молозатратным, что в условиях существующего сегодня экономического кризиса является самым приоритетным направлением.

Заключение

Мишкинское месторождение находится в стадии подающей добычи нефти. С начала эксплуатации по состоянию на 01.01.2007 г. из залежи добыто 35809 тыс. т нефти, текущий КИН составляет 0,241 д.ед., отбор от начальных извлекаемых запасов – 63,4 %, текущая обводненность – 88,9 %. Наиболее выработанной по разрезу является центральная часть башкирского объекта, где текущий КИН находится в диапазоне 0,260-0,318 д.ед. Добывающий фонд скважин составляет 401 скважина, в т.ч. 325 скважин эксплуатационного фонда, 74 в консервации и две ликвидированы. Из скважин эксплуатационного фонда действующими являются 273, в бездействии находится 52 скважины, основной способ добычи ЭЦН. Средний дебит по нефти несколько ниже проектного и составляет 5,6 т/сут при проектном 5,8 т/сут. Обводненность добываемой продукции ниже проектной и равна 88,9 % при проектной 89,4%.

В связи с высокой промытостью пластов (по данным исследований), особенно в центральной части залежи, и наличием невовлеченных разработку запасов (по карте остаточных запасов) в данной работе было принято решение о закачке микробиологического реагента для повышения нефтеотдачи пластов СНПХ-9900.

В результате проведенных мероприятий на выбранных участках прогнозируется значительное сокращение добычи попутной воды и увеличение конечного КИН. Дополнительная добыча нефти от внедрения метода на 4 нагнетательных скважинах (№№ 656, 665, 675, 676) составит 13283,6 т., чистый дисконтированный доход – 9005064,3 руб., индекс доходности – 21,24.

По приведенным технико-экономическим показателям можно говорить о том, что метод имеет высокую эффективность и может быть рекомендован для внедрения в производство.

Список использованной литературы

1. РД 153-39-007-96. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газовнефтяных месторождений - М.: МНП, 1996.
2. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2002. - 639с.
3. "Дополнения к проекту разработки Чутырско-Киенгопского месторождения"
4. Отчет по проведению опытно-промысловых работ по реализации микробиологической технологии повышения нефтеотдачи пластов СНПХ-9900 – 22 с.