

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего  
 образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**



Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки: нефтегазовое дело  
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

| Тема работы   |
|---|
| <b>Технология защиты трубопроводов системы сбора от внутренней коррозии на 3-С нефтяном месторождении (*округа)</b> |

УДК 622.276.8 (571.122-25)

Студент

| Группа  | ФИО                           | Подпись | Дата |
|---------|-------------------------------|---------|------|
| 3-2Б1С1 | Кулешова Валентина Евгеньевна |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО                             | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|---------------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент    | Шишмина Людмила<br>Всеволодовна | К.Х.Н., С.Н.С             |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу "Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение"

| Должность                               | ФИО         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---|-------------|---------------------------|---------|------|
| Старший<br>преподаватель кафедры<br>ЭПР | Глызина Т.С | к.х.н.                    |         |      |

По разделу "Социальная ответственность"

| Должность | ФИО            | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|----------------|---------------------------|---------|------|
| Ассистент | Кырмакова О.С. |                           |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Зав. кафедрой ГРНМ | ФИО                         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------|-----------------------------|---------------------------|---------|------|
| Доцент             | Чернова Оксана<br>Сергеевна | к.г.-м.н.                 |         |      |

Томск – 2016 г.

## **ВВЕДЕНИЕ**

Актуальность работы. Хорошо известно, что трубопроводы выполненные из металла, подвержены коррозии, в связи с чем, очень часто на них появляется коррозия, причем как внутри, так и с внешней стороны. Защита от коррозии трубопроводов, позволяет избежать появления таких возможных проблем, как снижение пропускной способности трубопровода, появление засоров, протечка из за проблем связанных со швами, что в конечном итоге, в значительной степени уменьшает срок эксплуатации таких труб. Защита труб от коррозии – это единственный правильный путь, для избежания появления проблем в будущем. Защита от коррозии подземных трубопроводов – является единственным способом избежать проблем при эксплуатации в будущем.

Прорывы трубопроводов по причине внутренней коррозии приводят к загрязнению территории и водных ресурсов разлившейся нефтью. В результате концентрация нефтепродуктов в водоемах некоторых густонаселенных городов в 9–15 раз превышает предельно допустимые нормы, экстремальное загрязнение почвы в 150–200 раз превосходит фоновые значения, а десятки тысяч гектаров земли уже частично или полностью исключены из хозяйственного оборота. Затраты на ликвидацию последствий коррозионных разрушений составляют до 30 % от затрат на добычу нефти и газа [1].

Практически во всех трубопроводах, транспортирующих нефть, существует проблема образования асфальто-смоло-парафиновых отложений и солеотложений. Они существенно снижают пропускную способность трубопроводов, увеличивают энергозатраты на перекачку продукта и затрудняют внутритрубную диагностику. В процессе эксплуатации периодически проводится очистка внутренней поверхности трубопроводов от отложений.

Цель работы – анализ способов защиты трубопроводов системы сбора нефти от внутренней коррозии.

Задачи ВКР:

- изучить геологическую характеристику месторождения;
- исследовать технологию защиты трубопроводов системы сбора нефти на З-С месторождении;
- проанализировать и обосновать выбор эффективных способов защиты трубопроводов от внутренней коррозии;
- рассчитать суммарные затраты на проведение исследований трубопровода и оценить экономическую эффективность проекта;
- провести анализ вредных и опасных факторов производственной среды и выработать мероприятия по обеспечению безопасных условий труда.

Объект исследования – З-С месторождение.

Практическая новизна заключается в разработке технологии защиты трубопроводов системы сбора нефти от внутренней коррозии.

Практическая значимость работы заключается в применении полученных результатов в деятельности организаций нефтедобычи.

Структура работы состоит из введения, пяти глав, заключения, списка литературы.

## АННОТАЦИЯ

В первой главе автором рассмотрена геологическая характеристика месторождения: орогидрография; стратиграфия; тектоника; нефтегазоносность; литолого-коллекторская характеристика продуктивного пласта; свойства пластовых флюидов; балансовые и извлекаемые запасы нефти и газа.

Во второй главе рассмотрен анализ текущего состояния разработки месторождения; проведено сопоставление фактических и проектных показателей разработки; дан анализ достигнутых коэффициентов нефтеизвлечения; показан перспективный план добычи нефти.

Третья глава посвящена способам борьбы с осложнениями при перекачке нефти и газа по системе сбора: рассмотрен способ защиты от внутренней коррозии, основанный на воздействии переменного электромагнитного поля на защищаемый участок нефтепровода, технологический способ защиты от коррозии трубопроводов обводненной нефти, включающий предварительный сброс воды, транспорт нефти по трубопроводу с остаточным содержанием воды до пункта подготовки нефти, создание в трубопроводе перемещаемой жидкой пробки нефтерастворимого ингибитора коррозии в обезвоженной перекачиваемой нефти. Рассмотрен способ предотвращения выпадения углеводородного конденсата и образования гидратов в газопроводе для нефтяного газа первой ступени сепарации в результате подачи в него реагента-осушителя диэтиленгликоля с помощью эжектора типа газ-жидкость. Это дает возможность ликвидировать коррозию в газопроводах при транспорте влажных газов 1-й ступени сепарации, содержащих кислые компоненты.

Рассмотренные современные способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии могут быть применены на Западно-Сургутском месторождении.

В четвертой главе выпускной квалификационной работе описан финансовый менеджмент. Показаны потенциальные потребители результатов

исследования. Проведён SWOT-анализ для исследования воздействий внешних и внутренних факторов на проект. Проведён анализ конкурентных технических решений. В рамках планирования научного проекта построен календарный и сетевые графики проекта. Определён бюджет научного исследования.

В пятой главе социальная часть: причины и факторы производственного травматизма; мероприятия, направленные на предупреждение травматизма и профзаболеваний.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В географическом отношении 3-С месторождение занимает северную часть 3-С равнины. В административном отношении месторождение входит в состав С района Х автономного округа.

Геологическое строение месторождения включает породы складчатого палеозойского фундамента и терригенные песчано-глинистые отложения мезозойско-кайнозойского возраста. Глубина залегания фундамента на С площади составляет 3,4км.

Нефть пласта содержит серы – 1,3%, смол – 6,2%, парафинов – 2,4%, асфальтенов – 1,0%. Вязкость в пластовых условиях – 0,96 и при  $t = 20^{\circ}\text{C}$  – 13,80 мПа·с, газовый фактор –  $72\text{м}^3/\text{т}$ , температура застывания -  $4^{\circ}\text{C}$ . Утяжеление нефти происходит не только сверху вниз по разрезу, но и по направлению к зонам глинизации и ВНК.

Остаточные балансовые запасы нефти – \*\* тыс.т.

Остаточные извлекаемые запасы нефти – \*\* тыс.т.

Остаточные балансовые запасы газа – \*\*\* млн.  $\text{м}^3$ .

Остаточные извлекаемые запасы газа – \*\*\*\* млн.  $\text{м}^3$ .

КИН утверждённый – \*\*\*.

Месторождение 3-С находится на второй стадии разработки.

Для месторождения характерен замедленный темп бурения. С начала разработки на 01.01 201\* г. проектный фонд реализован по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> на 27,1%.

Основные проектные решения утвержденного варианта предусматривают трехрядную блоковую систему разработки с сеткой скважин 500 x 500 м и плотностью 25 га/скв.

На месторождении выделено два эксплуатационных объекта: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>. В настоящее время разрабатывается только пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Основным продуктивным пластом является пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Общая толщина пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> колеблется от 4 до 34 м, эффективные нефтенасыщенные толщины в среднем составляют 8,4 м.

Продуктивный пласт характеризуется газовым фактором 72 м<sup>3</sup>/т, пористостью 18% ,проницаемостью 0,024 мкм<sup>2</sup>, начальной нефтенасыщенностью 0,610.

Фонд скважин пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> 3-С месторождения утвержден по проекту в количестве В скважин, в том числе М добывающих, К нагнетательных, S контрольных, F резервных и R разведочных скважины.

На 1.01.201\* г. все скважины добывающего фонда эксплуатируются механизированным способом с помощью установок погружных электроцентробежных насосов.

Фонд нагнетательных скважин на 1.01.201\* г. составил 23 скважины, из них под закачкой находится 18 скважин. Четыре скважины находятся в освоении под закачку.

Накопленная добыча жидкости на 01.01.201\* г. в целом по месторождению составила 3945,4 тыс.т или в среднем 49,1 тыс.т на одну скважину. За 201\* г. отобрано 793,1 тыс.т жидкости при средней обводненности – 21,3 %.

В 201\* году проведены геолого-технические мероприятия:

- введены 12 скважин – добыча от ввода скважин составила 247,1 тыс. т;
- проведены 15 операций ГРП – добыча от ГРП составила 104,7 тыс. т.

В целом по месторождению отставание от проектных уровней произошло по показателям разработки:

1. добыча нефти: в 201\* г. - отставала на 351 тыс.т или на 30 %;
2. добыча жидкости: в 201\* г. - отставала на 357 тыс.т или на 32 %;
3. нагнетательный фонд в 201\* г. на 8 % ниже проекта;
4. объем закачиваемой воды превышал проект: в 201\* – на 6%.

На полное развитие 3-С месторождения согласно «Анализа разработки 3-С месторождения» имеется 3 варианта разработки. Варианты отличаются

между собой системами размещения добывающих и нагнетательных скважин и плотностью сетки скважин.

Все расчетные варианты предполагают проведение ГРП по скважинам, расположенным в чисто нефтяных зонах пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и применение МУН.

Максимальная добыча нефти в 20\*\* году составит 3471 тыс.т.

Расчетный коэффициент извлечения нефти в рекомендуемом варианте 3 при обводненности продукции 98 % к 20\*\* году достигнет значения 0,404, при этом извлеченные запасы нефти составят 44,237 млн.т.

Исследованы способы защиты трубопроводов системы сбора нефти и газа.

Рассмотрен новый эффективный способ защиты трубопроводов системы сбора нефти от внутренней коррозии, основанный на воздействии перпендикулярно направленного переменного электромагнитного поля на защищаемый участок металлического трубопровода.

Технологический способ защиты от коррозии трубопроводов системы сбора обводненной нефти, включающий предварительный сброс основного объема попутно-добываемой воды в аппаратах ее путевого сброса, транспорт нефти по трубопроводу с остаточным содержанием воды до централизованного пункта подготовки нефти, создание в трубопроводе перемещаемой жидкой пробки защитного покрытия, отличающийся тем, что в трубопроводе формируют жидкую пробку раствора нефтерастворимого ингибитора коррозии в обезвоженной перекачиваемой нефти в количестве не менее 5% объема нефти.

Применение такой технологии борьбы с коррозией трубопроводов системы сбора обводненной нефти позволит повысить эффективность использования ингибитора коррозии за счет изменения коррозионной агрессивности откачиваемой с ДНС продукции скважин во время цикла откачки, исключит перерасход ингибитора коррозии при остановке насоса откачки продукции скважин.

Технико-экономическим преимуществом предложенного способа является отсутствие дополнительных затрат на нанесение защитного покрытия и времени на проводимые операции по защите от коррозии.

Рассмотрен способ предотвращения выпадения углеводородного конденсата и образования гидратов в газопроводе для нефтяного газа первой ступени сепарации в результате подачи в него реагента-осушителя диэтиленгликоля с помощью эжектора типа газ-жидкость. Это дает возможность ликвидировать коррозию в газопроводах при транспорте влажных газов 1-й ступени сепарации, содержащих кислые компоненты. В результате повышается надежность системы газосбора.

Рассмотренные современные способы защиты трубопроводов от внутренней коррозии могут быть применены на З-С месторождении.

Освоена методика SWOT-анализа для оценки коммерческого и инновационного потенциала научно технического исследования.

Суммарные затраты на проведение исследований трубопровода составили 443 994 рубля.

Проведен анализ вредных и опасных факторов производственной среды и выработаны мероприятия по обеспечению безопасных условий труда на производственной площадке в рабочей зоне.