

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

Институт Природных ресурсов  
Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

**ДИПЛОМНАЯ РАБОТА**

| Тема работы                                                                                                                                                                         |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК<br/>ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА СКВАЖИНАХ КАЗАНСКОГО<br/>НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b> |
| УДК <u>622.276.53.054.23-049.7-022.345(571.16)</u>                                                                                                                                  |

Студент

| Группа | ФИО                     | Подпись | Дата |
|--------|-------------------------|---------|------|
| 3-2Б23 | Сапаров Ринат Рашидович |         |      |

Руководитель

| Должность              | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|------------------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| доцент кафедры<br>ГРНМ | Арбузов В.Н. | к. ф-м. н.                |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность          | ФИО         | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|--------------------|-------------|---------------------------|---------|------|
| доцент кафедры ЭБЖ | Гуляев М.В. |                           |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Зав. кафедрой | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| ГРНМ          | Чернова О.С. | к. г-м. н.<br>доцент      |         |      |

Томск – 2017 г.

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

Институт Природных ресурсов  
Направление 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой  
\_\_\_\_\_ Чернова О.С..

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

|                     |
|---------------------|
| бакалаврской работы |
|---------------------|

Студенту:

| Группа   | ФИО                        |
|----------|----------------------------|
| з – 2Б23 | Сапарову Ринату Рашидовичу |

Тема работы:

|                                                                                                                                                                             |                       |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| <b>Анализ эффективности периодической эксплуатации установок электроцентробежных насосов на скважинах Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)</b> |                       |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)                                                                                                                                 | 03.03.2017 г., 1462/с |

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10 июня 2017 г.

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
|-------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к работе</b>                                               | Пакет геологической и геофизической информации по Казанскому НГКМ, тексты и графические материалы отчётов и научно-исследовательских работ, фондовая и периодическая литература.                                                                                                                                                                                                        |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> | <ol style="list-style-type: none"><li>1. <u>Общие сведения о месторождении</u><br/><u>Геолого-физическая характеристика месторождения</u></li><li>2. <u>Предпосылки внедрения КЭС на Казанском месторождении</u></li><li>3. <u>Анализ эффективности периодической эксплуатации скважин УЭЦН</u></li><li>4. <u>Мероприятия по повышению эффективности работы фонда скважин</u></li></ol> |

|                                                                                                 |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                                                                 | 5. <u>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</u><br>6. <u>Социальная ответственность</u>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| <b>Перечень графического материала</b>                                                          | 1. <u>Обзорная схема Казанского НГКМ</u><br>2. <u>Геологический разрез Казанского месторождения</u><br>3. <u>Структурная карта по кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup></u><br>4. <u>Структурная карта по подошве пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup></u><br>5. <u>Прогнозные уровни добычи Казанского месторождения</u><br>6. <u>Диаграмма распределения механизированного фонда скважин</u><br>7. <u>Диаграмма причин остановок УЭЦН</u><br>8. <u>Диаграмма наработки на отказ</u><br>9. <u>Диаграмма межремонтного периода</u> |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i> |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| <b>Раздел</b>                                                                                   | <b>Консультант</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение                                 | Ст. преподаватель Глызина Т.С.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                   |
| Социальная ответственность                                                                      | Доцент Гуляев М.В.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>         |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| <b>Отсутствуют</b>                                                                              |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                  |

|                                                                                                 |                  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> | 01.03.2017 г. г. |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Арбузов В.Н. | к.ф-м.н.               |         |      |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

|               |                            |
|---------------|----------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                 |
| 3-2Б23        | Сапарову Ринату Рашидовичу |

|                            |             |                                  |                                 |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|---------------------------------|
| <b>Институт</b>            | <b>ИПР</b>  | <b>Кафедра</b>                   | <b>ГРНМ</b>                     |
| <b>Уровень образования</b> | бакалавриат | <b>Направление/специальность</b> | 21.03.01 /<br>Нефтегазовое дело |

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

|                                                                                                                                             |                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i> |                                                                                                                                                                                                                                                                                  |
| 2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>                                                                                           | 1. Амортизационные отчисления, учитывающие отраслевую и региональную специфику;<br>2. Норма годовых затрат на все виды ремонта;<br>3. Норма затрат на добычу нефти;<br>4. Норма затрат на подготовку нефти;<br>5. Норма затрат на утилизацию воды;<br>6. Норма затрат на налоги. |
| 3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>                                  | Налог на добычу полезных ископаемых, налог на добавленную стоимость, страховые взносы, прочие налоги, налог на имущество, налог на прибыль.                                                                                                                                      |

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

|                                                                            |                                                                                    |
|----------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. <i>Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>          | Расчет экономической эффективности выбранного технологического варианта разработки |
| 2. <i>Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>           | Расчет экономической эффективности выбранного технологического варианта разработки |
| 3. <i>Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР</i> | Выводы и рекомендации по результатам оценки эффективности разработки               |

|                                                             |               |
|-------------------------------------------------------------|---------------|
| <b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b> | 01.03.2017 г. |
|-------------------------------------------------------------|---------------|

**Задание выдал консультант:**

|                   |              |                               |                |             |
|-------------------|--------------|-------------------------------|----------------|-------------|
| <b>Должность</b>  | <b>ФИО</b>   | <b>Ученая степень, звание</b> | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| Ст. преподаватель | Глызина Т.С. | к.х.н                         |                |             |

**Задание принял к исполнению студент:**

|               |              |                |             |
|---------------|--------------|----------------|-------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>   | <b>Подпись</b> | <b>Дата</b> |
| 3-2Б23        | Сапаров Р.Р. |                |             |

## «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

|               |                            |
|---------------|----------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                 |
| 3-2Б23        | Сапарову Ринату Рашидовичу |

|                            |             |                                  |                   |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|-------------------|
| <b>Институт</b>            | <b>ИПР</b>  | <b>Кафедра</b>                   | <b>ГРНМ</b>       |
| <b>Уровень образования</b> | Бакалавриат | <b>Направление/специальность</b> | Нефтегазовое дело |

| <b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>                                                                                                                                                                                           |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Характеристика объекта исследования                                                                                                                                                                                                                   | Место работы оператора добычи находится на кустовой площадке Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) Томской области.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                          |
| <b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>                                                                                                                                                                          |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| <p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при работе на кустовой площадке КНГКМ Томской области</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при работе на кустовой площадке КНГКМ Томской области</p> | <p><b>1.1</b> В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши, обувь на войлочной или толстой резиновой подошве.</p> <p><b>1.2 - механические опасности;</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- давление(сосуды работающие под давлением);</li> <li>- электроопасность;</li> <li>- пожаровзрывоопасность;</li> </ul> |
| <p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>                                                                                                                                                                                                             | <ul style="list-style-type: none"> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу:<br/>Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу:<br/>Опасных воздействий не обнаружено;</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу:<br/>ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; вырубка лесов; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры);</li> </ul>                                                                                                                                                                                                                                                    |

|                                                                               |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|-------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>                       | <p><b>- перечень возможных ЧС на объекте:</b><br/>Открытое фонтанирование нефти из скважин; порывы нефтесборной сети и сети ППД. Типичной ЧС является наводнения во время паводка. Подготовка к сезону паводка, проверка и укрепление внешних сооружений, незамедлительное сообщение о ЧС начальнику участка, вызов специализированной бригады для устранения ЧС.</p>                                                                                                                                                                          |
| <p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> | <p><b>- характерные для проектируемой рабочей зоны:</b><br/>Рабочая смена не более 12 часов, выдача каждому оператору по добыче нефти и газа по пол литра молока в день.</p> <p><b>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны:</b><br/>Содержание рабочего места в порядке, проверка заземлений, проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов; применение исправного электрооборудования и эксплуатация его в соответствии с требованиями технических паспортов, правил устройства электроустановок.</p> |

|                                                      |               |
|------------------------------------------------------|---------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 01.03.2017 г. |
|------------------------------------------------------|---------------|

**Задание выдал консультант:**

| Должность | ФИО         | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-----------|-------------|------------------------|---------|------|
| Доцент    | Гуляев М.В. | к.х.н.                 |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа | ФИО          | Подпись | Дата |
|--------|--------------|---------|------|
| з-2Б23 | Сапаров Р.Р. |         |      |

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

| Код<br>результата                          | Результат обучения<br>(выпускник должен быть готов)                                                                                                                                                                                                                           |
|--------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b><i>Профессиональные компетенции</i></b> |                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| ПК-1                                       | формулировать и решать задачи, возникающие в ходе научно-исследовательской и практической деятельности;                                                                                                                                                                       |
| ПК-4                                       | разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации по результатам выполненных исследований;                                                                                                        |
| ПК-7                                       | планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы;                                                                                                                                            |
| ПК-9                                       | проводить анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, осуществлять выбор методик и средств решения задачи, проводить патентные исследования с целью обеспечения патентной чистоты новых разработок;                                           |
| ПК-10                                      | применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности;                                                                                                                                                          |
| ПК-14                                      | осуществлять расчеты по проектам, технико-экономического и функционально-стоимостного анализа эффективности проектируемых аппаратов, конструкций, технологических процессов;                                                                                                  |
| ПК-15                                      | разрабатывать оперативные планы проведения всех видов деятельности, связанной с исследованием, разработкой, проектированием, конструированием, реализацией и управлением технологическими процессами, и производствами в области добычи, транспорта и хранения углеводородов; |
| ПК-16                                      | проводить экономический анализ затрат и результативности технологических процессов и производств;                                                                                                                                                                             |
| <b><i>Общекультурные компетенции</i></b>   |                                                                                                                                                                                                                                                                               |
| ОК-3                                       | самостоятельно приобретать и использовать в практической деятельности новые знания и умения, в том числе в новых областях знаний, непосредственно не связанных со сферой деятельности;                                                                                        |
| ОК-4                                       | оценивать на основе правовых, социальных и этических норм последствия своей профессиональной деятельности при разработке и осуществлении социально значимых проектов;                                                                                                         |
| ОК-6                                       | самостоятельно овладеть новыми методами исследований, модифицировать их и разрабатывать новые методы, исходя из задач конкретного исследования;                                                                                                                               |
| ОК-9                                       | понимать и анализировать экономические, экологические, социальные и проблемы промышленной безопасности нефтегазовой отрасли;                                                                                                                                                  |

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 с., 10 рис., 12 табл., 12 источников.

Ключевые слова: периодическая эксплуатация, КЭС, ПКВ, УЭЦН, Высокий газовый фактор, режим работы скважин, электроцентробежные насосы, малодебитный фонд скважин, периодическое кратковременное включение

Объектом исследования является периодический фонд скважин Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

Предмет бакалаврской работы – определение эффективности использования технологии кратковременной, циклической, периодической работы скважин.

Данная работа посвящена вопросу оптимизации применения технологии КЭС на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении и подбора соответствующих технологических параметров с целью максимизации параметров рентабельности разработки месторождения..

Во введении поставлена задача, определена цель, приведена актуальность выполнения работы.

Первая глава представлена общими сведениями о месторождении с обзорной схемой и географическим положением, краткой характеристикой геологического строения. Показана литолого-стратиграфическая характеристика, разрезы, свиты, нефтегазоносность, состояния запасов в продуктивных пластах Казанского месторождения.

Вторая глава посвящена обзору оптимизаций добычи нефти механизированным способом скважин оборудованных УЭЦН. С указанием возможных технологий которые позволили бы получать такой же, а в некоторых случаях и больше, стабильный дебит скважины в случаях уменьшения притока, повышенного газового фактора скважины и на этапе разработки месторождения, когда имеется значительное количество малодебитных скважин уже на стадии освоения.

В третьей главе рассмотрена методология подбора и расчет оптимального режима кратковременной эксплуатации скважины, которая является одним из видов периодической эксплуатации скважин. Возможные осложнения при работе УЭЦН малых типоразмеров в постоянном режиме. Особенности расчета режима КЭС. Указание преимуществ и недостатков режима КЭС. Практическое внедрение режима КЭС на Казанском месторождении с обоснованием наличия специфических условий инфраструктуры, свойств добываемого флюида, применяемое оборудование.

В четвертой главе осуществлен анализ и определение эффективности режима КЭС с экономической точки зрения.

Пятая глава показывает социальную ответственность. В ней выявлены и представлены вредные и опасные производственные факторы при работе на кустовой площадке Казанского нефтегазоконденсатного месторождения Томской области. Освещена экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях при строительстве и эксплуатации объектов нефтедобычи на месторождении. Указаны правовые и организационные аспекты обеспечения безопасности.

Степень внедрения: на данный момент на Казанском НГКМ ведется повсеместное внедрение технологии КЭС на малодебитном фонде скважин.

Область применения: может быть применена на других месторождениях, использующих метод механизированный малодебитный фонд скважин.

В будущем целесообразно использовать полученные результаты при тиражировании технологии на другие нефтегазоконденсатные месторождения.



## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

ПЗП - призабойная зона пласта

КЭС – кратковременная эксплуатация

ПЭС – периодическая эксплуатация

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ГРП – гидроразрыв пласта

ОАО - открытое акционерное общество

НГДУ - нефтегазодобывающее управление

СКВ. - скважина

РФ - Российская Федерация

КВЧ – количество взвешенных частиц

ВНР – вывод на режим

МРП – межремонтный период

УШГН – установка штангового глубинного насоса

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

КПД – коэффициент полезного действия

СУ – станция управления

НКТ - насосно-компрессорные трубы

ПЭД - погружной электродвигатель

ПРС - подземный ремонт скважин

КРС - капитальный ремонт скважин

ТМС – телеметрическая система

ЧРП – частотно регулируемый привод

ТиКРС – текущий и капитальный ремонт скважин

ОПФ – опасные производственные факторы

ВПФ – вредные производственные факторы

КНГКМ – казанское нефтегазоконденсатное месторождение

ГОСТ - государственный стандарт

СанПиН – санитарные правила и нормы

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика

НПБ – норма пожарной безопасности

СП – свод правил

ЗВ – загрязняющие вещества

УПН – установка подготовки нефти

ЗУ – замерная установка

ГСМ – горюче смазочные материалы

ПДК – предельно-допустимые концентрации

ЧС – чрезвычайные ситуации

КПР – кратковременно периодическая работа

## Оглавление

|                                                                                                                                                           |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение.....                                                                                                                                             | 13 |
| 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ .....                                                                                                                   | 15 |
| 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....                                                                                                  | 17 |
| 2.1 Краткая характеристика геологического строения .....                                                                                                  | 17 |
| 2.2 Нефтегазоносность месторождения.....                                                                                                                  | 26 |
| 2.3 Состояние запасов.....                                                                                                                                | 29 |
| 3. КРАТКОВРЕМЕННАЯ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ, ЦИКЛИЧЕСКАЯ<br>ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН .....                                                                              | 30 |
| 3.1 Предпосылки внедрения ПЭС .....                                                                                                                       | 30 |
| 3.2 Выбор концепции эксплуатации малодебитного фонда скважин .....                                                                                        | 32 |
| 3.3 Методология подбора скважин и расчет оптимального режима КЭС .....                                                                                    | 32 |
| 3.4 Особенности расчета режима КЭС .....                                                                                                                  | 34 |
| 3.5 Преимущество и недостатки режима КЭС.....                                                                                                             | 35 |
| 3.6 Внедрение режима КЭС на месторождении .....                                                                                                           | 35 |
| 3.7 Определение эффективности режима КЭС с экономической точки зрения<br>.....                                                                            | 36 |
| 4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН<br>УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА КАЗАНСКОМ<br>НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ..... | 38 |
| 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....                                                                                                                        | 39 |
| 5.1. Производственная безопасность .....                                                                                                                  | 40 |
| 5.1.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов .....                                                                                           | 40 |
| 5.1.2 Анализ опасных производственных факторов .....                                                                                                      | 43 |
| 5.2. Экологическая безопасность.....                                                                                                                      | 46 |
| 5.3. Безопасность в ЧС.....                                                                                                                               | 53 |

|                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------|----|
| 5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....      | 54 |
| 6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И<br>РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ..... | 57 |
| Заключение .....                                                            | 57 |
| Список литературы .....                                                     | 59 |

## Введение

В настоящее время, когда на рынке происходит падение цены на стоимость экспортной нефти, встает вопрос о снижении стоимости добычи продукции. В рамках оптимизации затрат на добычу нефти механизированным способом эксплуатации одним из путей решения проблемы показал метод кратковременной эксплуатации скважин (далее - КЭС) оборудованной установкой электроцентробежного насоса (далее - УЭЦН), получившем массовое внедрение. Периодическая эксплуатация скважин (далее – ПЭС) — это способ эксплуатации малодебитных скважин, который основан на периодическом повторении извлечения и накопления нефти на забое. При периодической эксплуатации малодебитного фонда скважин время простоя может колебаться в широких пределах — от 60 мин до нескольких часов, а также зависит от коэффициента продуктивности данной скважины. Основывается на работе по заданному времени отбора и накопления жидкости, в случае работоспособности системы телеметрии назначается по перепаду давления на приеме УЭЦН. Зачастую данный метод используется на уже поздней стадии разработки месторождений, когда поступление нефти из пласта происходит крайне медленно.

КЭС – с экономической точки зрения, является более эффективным способом добычи нефти из мало и средне дебитных скважин оборудованных УЭЦН. Период рабочего цикла не более 60 минут, перепад рабочего давления на приеме насоса не более 5 кгс./см<sup>2</sup>. Назначается как по давлению на приеме насоса (в случае исправности системы телеметрии), так и по соотношению времени работы и накопления в определенном времени цикла.

Главной особенностью КЭС с экономической точки зрения это снижение себестоимости добычи нефти из малодебитных ( $Q_{ж}=5-20 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ) и среднедебитных ( $Q_{ж}=20-80 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ) скважин что и является её основным конкурентным преимуществом. Это достигается одновременным благоприятным воздействием на все основные составляющие себестоимости добычи нефти. Оптимизация режимов работы скважины позволяет увеличить объём добычи, сократить расход электроэнергии а также увеличить

межремонтный период (далее – МРП). С технологической точки зрения, КЭС обладает значительным количеством выдающихся достоинств. Основными из них являются способность эффективно противодействовать практически всем осложняющим эксплуатацию скважин факторам, а также способность противостоять нескольким осложняющим факторам при их одновременном проявлении на одной отдельной скважине.

Цель проведенного исследования – анализ технологической и экономической эффективности применения режима периодической и кратковременной эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН, а также разработка рекомендаций по времени цикла работы скважины и подбору погружного оборудования на примере Казанского нефтегазоконденсатного месторождения Томской области.

Для её достижения формулируются следующие задачи:

1. Анализ малобитного фонда скважин;
2. Рассмотрение КЭС и изучение его особенностей;
3. Определение энергоэффективности примененного метода.

## 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений нефти и газа (рисунок 1.1). Административно месторождение находится в Парабельском районе. Участок работ относится к Казанскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, которая выделяется на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности.

В орографическом отношении рассматриваемая территория представляет собой плоскую и пологоволнистую равнину почти полностью залесенную, часть площади занимают непроходимые болота. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах +120 – +140 м. Земли находятся в введении Пудинского лесного хозяйства. Нефтепоисковые работы в данном регионе начаты в 1963 г.

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, которое было открыто в 1967 году, находится в нескольких десятках километров южнее с. Пудино и приурочено к локальному одноименному поднятию, выявленному сейсморазведочными работами методом отраженных волн (МОВ) в 1966 г. Дорожная сеть в районе работ отсутствует. Речная сеть представлена рекой Чузик и ее правыми притоками – Большой и Малой Казанкой. Судоходна река Чузик до с. Пудино для мелких барж. В зимнее время грузы перемещаются наземным транспортом, авиационным – круглогодично.

Климат района континентальный с суровой зимой и коротким прохладным летом. Температура колеблется от минус 45–50 °С зимой до плюс 35 °С летом. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. По количеству осадков район месторождения относится к зоне избыточного увлажнения. Среднегодовое количество осадков колеблется в пределах 400–500 мм. Продолжительность существования устойчивого снежного покрова определяет сроки использования “зимников”.

Территория месторождения покрыта в основном хвойными деревьями (ель, кедр, пихта, сосна) с участками березняков и осинников.



Рисунок 1.1- Обзорная схема Казанского НГКМ

Строительный лес, необходимый для обустройства месторождения, имеется на месте.

Для хозяйственно–питьевого водоснабжения пригодны воды атлымской свиты нижнего олигоцена, для технического – воды сеноманских отложений.

С севера и северо-востока ближайшими населенными пунктами являются село Пудино и поселок Кедровый.

Трубопроводный транспорт: ведомственный нефтепровод проходит в 50 км к северо-западу, магистральный (нефть, газ) – к северо-востоку в 220 км.



## **2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

### **МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

#### **2.1 Краткая характеристика геологического строения**

Осадочные отложения Казанского месторождения представлены мощной толщей песчано-глинистых терригенных пород мезозойско-кайнозойского возраста, которые со стратиграфическим несогласием залегают на метаморфизованных породах палеозойского фундамента. Литолого-стратиграфическая характеристика Казанского месторождения представлена в таблице 2.1. Разрез осадочного платформенного чехла в пределах Казанского лицензионного участка представлен на рисунке 2.1.

##### **Палеозойский фундамент (Pz).**

Кровля отложений палеозойского возраста залегает в интервале глубин 2677 м. (скв. № 1) – 2842 м. (скв. № 8). Верхняя часть фундамента, разрушенная и сильно измененная, выделена в кору выветривания. Кора выветривания вскрыта в скв. № 2 на глубине 2830 м. и представлена интенсивно выветрелыми, метаморфизованными обломочными породами. Цемент коры выветривания в основном глинистого состава. Остальной разрез фундамента (снизу вверх) представлен плагиоклазовыми порфиритами, известняками, метаморфизованными аргиллитами, алевролитами и песчаниками. Вскрытая мощность фундамента составляет первые десятки метров.

##### **Тюменская свита (J<sub>1</sub>-J<sub>2</sub>).**

На палеозойских отложениях несогласно залегают континентальные породы тюменской свиты, представленные чередованием аргиллитов, алевролитов, песчаников и углей. Аргиллиты темно-серые, буроватые, с зеркалами скольжения. Алевролиты занимают подчиненное положение. Обычно они темно-серые, плотные, слюдистые, крепкоцементированные с прослоями черного углистого аргиллита и линзами светло-серого мелкозернистого песчаника, участками доломитизированного. В разрезе свиты выделяется ряд песчаных пластов, промышленно продуктивными из которых являются Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub>. Все породы сидеритизированы и пиритизированы. Мощность свиты колеблется в пределах 200–300 м.

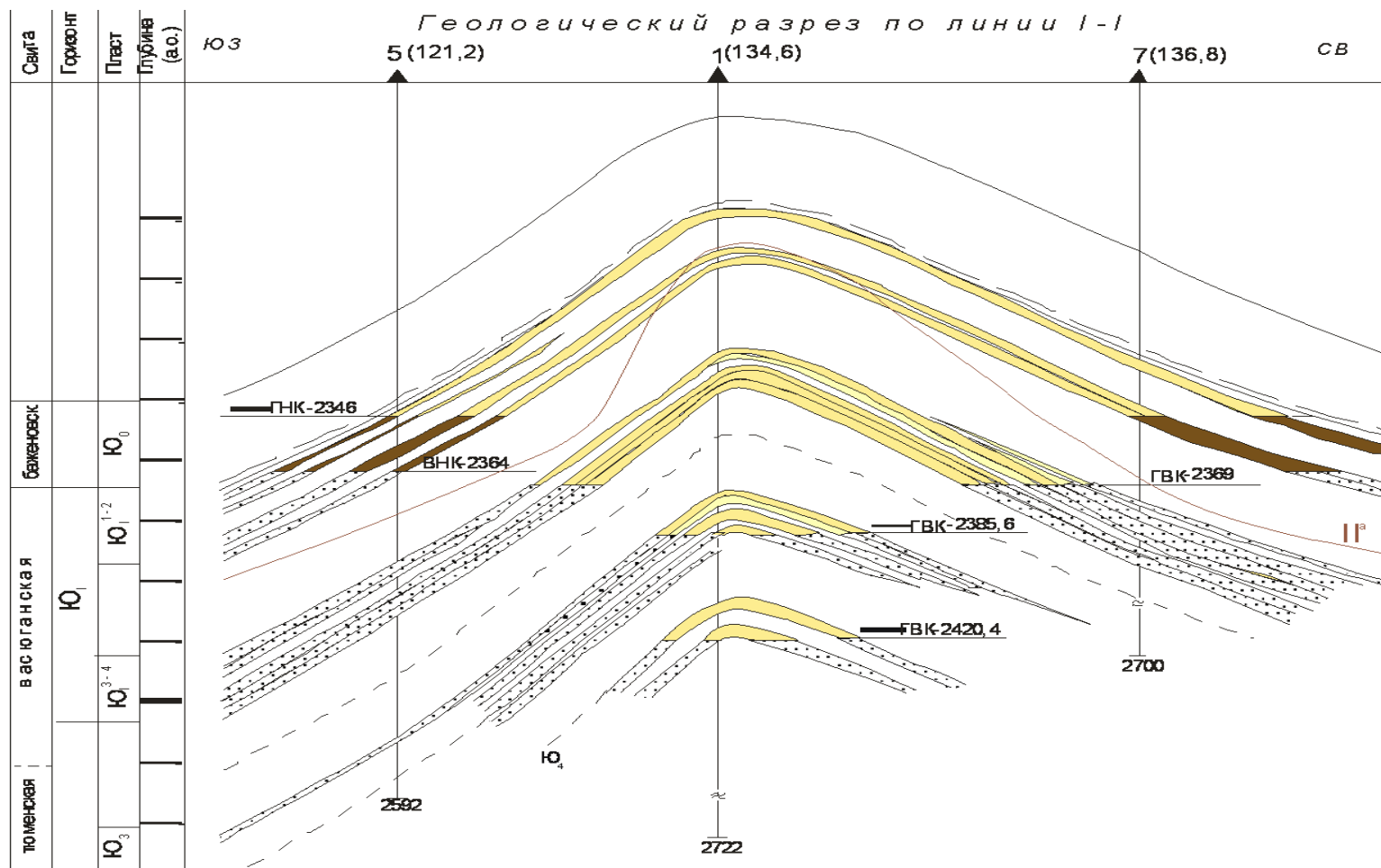


Рисунок 2.1 – Геологический разрез Казанского нефтегазоконденсатного месторождения по линии I-I

Таблица 2.1

Литолого-стратиграфическая характеристика Казанского месторождения

| Глубина залегания, м |          | Стратиграфическое подразделение | Мощность горизонта, м | Литологическое описание                     |
|----------------------|----------|---------------------------------|-----------------------|---------------------------------------------|
| От (верх)            | до (низ) | название                        |                       |                                             |
| 1                    | 2        | 3                               | 4                     | 5                                           |
| 0                    | 30       | Четвертичные отложения          | 30                    | Почвенно-растительный слой, глины, суглинки |
| 30                   | 125      | Некрасовская серия              | 95                    | Пески, глины                                |
| 125                  | 170      | Чеганская свита                 | 45                    | Глины, пески                                |
| 170                  | 260      | Люлинворская свита              | 90                    | Глины                                       |
| 260                  | 285      | Талицкая свита                  | 25                    | Алевролиты глины                            |
| 285                  | 365      | Ганькинская свита               | 80                    | Мергели, глины                              |
| 365                  | 415      | Славгородская свита             | 50                    | Глины                                       |
| 415                  | 560      | Ипатовская свита                | 145                   | Песчаники, глины, алевролиты                |
| 560                  | 575      | Кузнецовская свита              | 15                    | Глины                                       |
| 575                  | 1440     | Покурская свита                 | 865                   | Песчаники, глины, алевролиты                |
| 1440                 | 2130     | Киялинская свита                | 690                   | Глины, песчаники, глины, алевролиты         |
| 2130                 | 2215     | Тарская свита                   | 85                    | Песчаники, аргиллиты, алевролиты            |
| 2215                 | 2455     | Куломзинская свита              | 240                   | Аргиллиты, песчаники, алевролиты            |
| 2455                 | 2480     | Баженовская свита               | 25                    | Аргиллиты                                   |
| 2480                 | 2485     | Георгиевская свита              | 5                     | Аргиллиты                                   |

## **Васюганская свита (J<sub>2</sub>k - J<sub>3</sub>o)**

Васюганская свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Отложения нижней подсвиты представлены аргиллитами темно-серыми, плотными, крепкими. В толще аргиллитов встречаются прослой глины и алевролитов, иногда имеет место замещение заглинизированных пород на песчаные пласты Ю<sub>1</sub><sup>5-6</sup> (скв. № 5).

Отложения верхней подсвиты представлены чередованием трех песчаных пластов (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>) с подчиненными прослоями аргиллитов, алевролитов и углей. В верхней части подсвиты между пластами Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> выделяется литолого-стратиграфический репер «Р», состоящий из аргиллитов и алевролитов с большим количеством известковистых раковин пелеципод, которые подстилаются незначительным угольным пропластком. Под пластом Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> на каротажных диаграммах и на временных сейсмических разрезах отчетливо прослеживается угольный пласт У<sub>1</sub>, который в большинстве скважин расчленяется на два пропластка – У<sub>1</sub><sup>1</sup> и У<sub>1</sub><sup>2</sup>.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> представлен, в основном, крепкоцементированными мелко-среднезернистыми полимиктовыми песчаниками аркозового типа и алевролитами от светло-серого до темно-серого цвета, часто с буроватым оттенком. Цемент хлорит-гидрослюдисто-каолинистового и кальцит-сидеритового состава, иногда гидрослюдистый и лейкоксен-хлорит-каолинистовый.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> сложен светло-серыми, слабослюдистыми, мелко-среднезернистыми крепкоцементированными песчаниками с обугленным растительным детритом. По вещественному составу преобладают полевошпатово-кварцевые и полимиктовые аркозового типа песчаники с глинистым, реже карбонатным цементом.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> представлен светло-серым, мелко-среднезернистым среднесцементированным полевошпатово-кварцевым песчаником. Цемент в песчаниках полиминеральный, в составе которого присутствуют каолинит, гидрослюда, хлорит часто в ассоциации с кальцитом и сидеритом.

Возраст продуктивных пластов и разделяющих их заглинизированных пропластков и углей во многом принимается условно и требует дальнейшего уточнения на основе биостратиграфического анализа. Толщина васюганской свиты меняется в интервале 70–90 м.

## **Георгиевская свита (J<sub>3</sub>km).**

Повсеместно в пределах рассматриваемого региона на размытой поверхности продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> залегают отложения георгиевской свиты, мощность которой постепенно увеличивается в направлении с северо-запада на юго-восток. Свита представлена аргиллитами темно-серыми до черного цвета, плотными, крепкими, слабослюдистыми, с неровным изломом, доломитизированными, с известковистым детритом белемнитов, с рыбными

остатками, с редкими включениями пирита. Мощность георгиевской свиты в скважинах меняется от 4 до 12 м.

#### **Баженовская свита (J<sub>3v</sub>).**

Верхнеюрские отложения заканчиваются регионально выдержанным литологическим и геофизическим репером – баженовской свитой, которая по литературным данным с размывом залегает на эродированной поверхности георгиевских пород кимериджского возраста. Свита представлена битуминозными аргиллитами преимущественно темно-бурого цвета, плотными, слюдистыми, с ровным и полураковистым изломом, с обугленными растительными остатками, с тонкими прожилками кальцита, иногда с детритом белемнитов и рыб. Толщина баженовской свиты в пределах Казанского месторождения достигает 25 м.

#### **Куломзинская свита (K<sub>1b-vl</sub>)**

Юрские отложения перекрываются мощной толщей мелового возраста, в основании которой залегает куломзинская свита, представленная преимущественно аргиллитами морского происхождения, чередующимися с тонкими прослоями известковистых песчаников и алевролитов. Мощность свиты 205–235 м.

#### **Тарская свита (K<sub>1vl</sub>)**

Мелководно-морские отложения свиты представлены чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, мелкозернистые, слюдистые, полевошпатово-кварцевые, среднесцементированные, с остатками известковистых раковин. Алевролиты серые, плотные, с прослоями известковистого песчаника. Аргиллиты темно-серые, плотные, незначительной мощности. Толщина свиты изменяется в пределах 75-105 м.

#### **Киялинская свита (K<sub>1g-br</sub>)**

Тарские отложения сменяются породами киялинской свиты, в которой выделяются серые, бурые, пестроцветные глины; зеленовато-серые алевролиты; крепкие, мелкозернистые, светло окрашенные песчаники. Мощность свиты варьирует в интервале 650-720 м.

#### **Покурская свита (K<sub>1a-al</sub>- K<sub>2s</sub>)**

Континентальные отложения свиты представлены серыми, темно-серыми, плотными, аргиллитоподобными глинами. Песчаники, пески и алевролиты серые, светло-серые, полимиктовые. Вся толща насыщена обуглившимися растительными остатками. В свите выделяется ряд песчаных пластов, имеющих

значительную мощность и высокие коллекторские свойства. Толщина свиты составляет 850-870 м.

### **Кузнецовская свита (K<sub>2t</sub>)**

Континентальные породы покурской свиты сменяются темно-серыми, с зеленоватым оттенком, иногда алевритистыми, жирными на ощупь глинами морского происхождения. Кузнецовская свита является надежным флюидоупором для залежей углеводородов по всей территории Западной Сибири. Мощность региональной покрывки изменяется от 13 до 18 м.

### **Ипатовская свита (K<sub>2k-st</sub>)**

Свита сложена прибрежно-континентальными породами. Это чередование комковатых, серых и темно-серых с зеленоватым оттенком глин; серых, слабоизвестковистых алевролитов; тонко- и мелкозернистых, буровато-серых, ожелезненных песчаников. Толщина свиты около 100 м.

### **Славгородская свита (K<sub>2km</sub>)**

Породы свиты представлены прибрежно-континентальными отложениями, в основном, темно-серыми, алевритистыми, слюдистыми глинами, участками опесчаненными. Мощность свиты колеблется в пределах 65–70 м.

### **Ганькинская свита (K<sub>2m-d</sub>)**

Свита состоит из характерных зеленовато-серых, сильно алевритистых, известковистых глин и светлых, светло-серых мергелей. Толщина свиты достигает 120 м.

### **Кайнозойская группа (Kz)**

Завершают разрезы скважин на Казанском месторождении породы кайнозойского возраста, которые с размывом залегают на мезозойском комплексе отложений. Здесь выделяются четыре свиты: Талицкая, Люлинворская, Чеганская (морские) и Некрасовская (континентальная). Породы представлены чередованием темно-серых до черных глин, (местами опоковидными), кварцево-глауконитовых песчаников, пропластков алевролитов и бурых углей, голубоватых или желтоватых рыхлых мелко- и тонкозернистых песков. Общая мощность кайнозойских отложений может достигать 200 м.

Первооткрывательницей промышленного скопления углеводородов на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении является скважина № 1, которая была пробурена в наиболее приподнятой части структуры. При опробовании пластов Ю<sub>4</sub> и Ю<sub>3</sub> тюменской свиты дебиты составили соответственно Q<sub>г</sub>=33 тыс. м<sup>3</sup>/сут, Q<sub>к</sub>=1,88 м<sup>3</sup>/сут и Q<sub>г</sub>=38,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут, Q<sub>к</sub>=2,4 м<sup>3</sup>/сут. Испытание вышележащих пластов Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>3а</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> васюганской

свиты проводилось совместно:  $\Sigma Q_{Г}=331,4$  тыс.  $m^3/сут$ ,  $\Sigma Q_{к}=43$   $m^3/сут$ . В скважине № 2 при опробовании пласта Ю<sub>3</sub> притока получено не было, а из пласта Ю<sub>4</sub> дебит пластовой воды составил 2,7 т  $m^3/сут$ . Все остальные скважины, при вскрытии пластов Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> тюменской свиты попали в законтурное пространство и опробование в них не проводилось. В связи с недостаточной изученностью пластов Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> положение ГВК в них принято условно по нижним дырам перфорации на а. о., соответственно, – 2385,6 м и 2420,4 м. Таким образом, на 01.09.69 г., когда проводился подсчет запасов углеводородов по Казанскому месторождению, балансовые запасы свободного газа и конденсата категории С<sub>2</sub> по пластам Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> составили соответственно 534,28 млн.  $m^3$ , 36,6 тыс. т и 236,14 млн.  $m^3$ , 16,2 тыс. т.

Продуктивность пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> (пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> по новой индексации) васюганской свиты была доказана в скважинах №1 и №3. Причем в скв. №3 при совместном испытании интервалов пород с абсолютными отметками 2353,4–2360,4 м, 2361,4–2367,4 м и 2367,4–2374,9 м на 10 мм штуцере дебиты составили  $Q_{Г}=200$  тыс.  $m^3/сут$ ,  $Q_{к}=16$   $m^3/сут$ ,  $Q_{в}=4,84$   $m^3/сут$ , что позволило с привлечением данных промыслово-геофизических исследований провести газовой контактной на абсолютной отметке – 2369 м. Остальные скважины вскрыли пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> в законтурной зоне.

В силу данного обстоятельства, на 01.09.69 г. запасы газа категории С<sub>1</sub> по пласту Ю<sub>2</sub> (пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> – по новой индексации) составили 6729,91 млн.  $m^3$ , а запасы конденсата категории С<sub>1</sub> – 461 тыс. т. Как единый эксплуатационный объект пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> рассматривается, в частности, потому, что в скв. № 2 толщина аргиллито-алевролитовой перемиčky между этими двумя пластами не превышает одного метра, а в скважине № 7, хотя на каротажных диаграммах визуально эту перемичку выделить можно представлена породами, которые флюидоупором считать никак нельзя.

Продуктивные пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> васюганской свиты в 1969 году тоже рассматривались, как единый пласт Ю<sub>1</sub>, который характеризовался не только наличием скопления газа и конденсата, но и имел нефтяную оторочку толщиной в 18 м. Газ и конденсат были получены в скважинах №№ 1, 2, 3, 7. Скважина № 4 не опробовалась, так как, согласно интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС), считалось, что вскрытые скважиной породы васюганской свиты водонасыщены, начиная с абсолютной отметки (а. о.) - 2364 м. При проведении опробования пласта Ю<sub>1</sub> (пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> по новой индексации) в скв. № 8 притоков получено не было. В скважине № 5 был опробован интервал пород на глубине 2462–2472 м с а. о. – 2340,8–2350,8 м. Была получена безводная нефть дебитом 3,5  $m^3/сут$ . Приток нефти сопровождался неравномерным пульсационным выделением газа, дебит которого не замерялся. На этом основании был сделан вывод о том, что скважина вскрыла два песчаных пласта – один содержит газ (глубина 2464,2–

2466,2 м, а. о. - 2343–2345 м), второй – нефть (глубина 2468,7–2469,6 м, а. о. - 2347,5–2348,4 м). Затем совместно с первым интервалом был опробован следующий (глубина 2472–2480 м, а. о. - 2350,8–2358,8 м). Снова был получен дебит безводной нефти равный 4,8 м<sup>3</sup>/сут. Величина пульсационного выделения газа визуалью не изменилась. На основании результатов испытания скважины было сделано предположение, что газонефтяной контакт должен находиться между двумя верхними продуктивными песчаными пропластками, содержащими один газ, а другой – нефть в интервале глубин 2465,2–2468,4 м (а. о. - 2344–2347,2 м). При испытании пласта ЮІ (Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) которое проводилось в скважине № 2 в интервале глубин 2475–2488 м (а. о. - 2339,7–2352,7 м), было получено 0,08 м<sup>3</sup>/сут нефти и небольшое количество газа, дебит которого не замерялся. При испытании пласта ЮІ (Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) в скважине № 7 в интервале глубин 2482–2488 м (а. о. - 2345,2–2351,2 м) получен фонтан газа дебитом 28,4 т. м<sup>3</sup>/сут и конденсат дебитом 88,7 м<sup>3</sup>/сут. Конденсат имел темный цвет в отличие от прозрачного и светлого конденсата в других скважинах, из чего был сделан вывод, что конденсат смешан с нефтью, а, следовательно, газонефтяной контакт (ГНК) должен располагаться чуть ниже а. о. - 2345,2 м, но не ниже а. о. - 2347,2 м, принимая во внимание результаты испытания в скважине № 5. Таким образом, положение газонефтяного контакта было условно принято на абсолютной отметке - 2346 м. Так как ни в одной из скважин, пробуренных на Казанской структуре, в пласте ЮІ (Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) вода получена не была, то положение водонефтяного контакта (ВНК) тоже принималось условно, согласно результатам ГИС в скважине № 4. Скважина № 4 заложена на юго-восточном склоне Казанской структуры. Граница между георгиевской и васюганской свитами была отбита на глубине 2504,4 м (а. о. - 2363,8 м). Все песчаные пропластки, вскрытые скважиной, по данным промысловой геофизики на 1969 год считались водонасыщенными. Пространственное положение подошвы пласта ЮІ (Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) было принято на глубине 2520,8 м (а. о. - 2380,2 м). В 1969 г. было принято, что водонефтяной контакт для пласта ЮІ (Ю<sub>1</sub><sup>1-2</sup>) на Казанском месторождении расположен на границе георгиевской и васюганской свит (а. о. – 2364 м).

Балансовые запасы свободного газа, конденсата и нефти в пласте ЮІ (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>–Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) Казанского месторождения на 01.09.69 г. составили: свободный газ (С<sub>1</sub>)– 12492,13 млн. м<sup>3</sup>, конденсат (С<sub>1</sub>) – 8222,9 тыс. т, нефть (С<sub>2</sub>) – 11280 тыс. т.

В 2001 году на северо-восточном склоне Казанской структуры была пробурена скв. № 17. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> оказался, как представлялось на тот момент, газонасыщенным. Дебиты при его опробовании на глубине 2465–2470 м (а. о. - 2336,7–2341,7 м) составили: Q<sub>г</sub>=186,3 т. м<sup>3</sup>/сут, Q<sub>к</sub>=169,8 м<sup>3</sup>/сут. При проведении испытания пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> в интервале пород 2484–2493 м (а. о. - 2355,7–2364,7 м) была получена безводная нефть дебитом 4,54 м<sup>3</sup>/сут. Результаты опробования в скважине № 17 позволяют изменить в пласте Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>



местоположение условного водонефтяного контакта на 70 см и проводить его на а. о. - 2364,7 м.

В скв. № 18 была проведена первая перфорация в интервале - 2508,6–2511,6 м (а. о. - 2367,1–2370,1 м). Приток получен не был. Затем была проведена перфорация в интервале пород - 2512,0–2516,0 м (а. о. - 2370,5–2374,5 м).  $Q_g$  составил 10,7 т. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_n$  достиг 104 м<sup>3</sup>/сут. При достреле интервала - 2516,0–2520,0 м (а. о. - 2374,5–2378,5 м) со штуцером 10 мм  $Q_n$  остался неизменным. Поступление воды на забой скважины не отмечено.

При испытании интервала пород - 2489,5–2499,5 м (а. о. - 2356,9–2366,9 м) в скв. № 19  $Q_g$  составил 76,4 т. м<sup>3</sup>/сут,  $Q_n$  равнялся 214 м<sup>3</sup>/сут. Пластовая вода не получена.

В скв. № 12 при опробовании интервала пород - 2494,0–2500,0 м (а. о. - 2343,6–2349,6 м) была получена безводная нефть дебитом 0,48 м<sup>3</sup>/сут. Присутствие воды не отмечено. При испытании интервала пород - 2487,8–2491,8 м (а. о. - 2337,4–2341,4 м) дебит безводной нефти составил 0,24 м<sup>3</sup>/сут. Совместное испытание двух интервалов - 2480,5–2483,5 м и - 2487,8–2491,8 м (а. о. - 2330,1–2333,1 м и - 2337,4–2341,4 м) вызвало приток конденсата дебитом 1,6 м<sup>3</sup>/сут  $Q_g$  не превысил 1,3 т. м<sup>3</sup>/сут.

В скв. № 20 при испытании пласта  $Ю_1^1$  на глубине 2799,5–2805,0 м (а. о. - 2355,8–2361,3 м)  $Q_g$  составил 89,9 т м<sup>3</sup>/сут,  $Q_k$  равнялся 186 м<sup>3</sup>/сут. При испытании с дострелами пласта  $Ю_1^2$  в интервалах пород - 2823,0–2824,0 м, - 2821,0–2824,0 м, - 2817,0–2824,0 м (а. о. - 2379,3–2380,3 м, - 2377,3–2380,3 м, - 2373,3–2380,3 м)  $Q_n$  составил 7,6 м<sup>3</sup>/сут.

Во всех скважинах, которые были пробурены после 1969 года, в пластах  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^2$  притоки воды не получены. Поэтому при подсчете запасов нефти и газа в пластах  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^2$  использовались такие понятия, как «условный газонефтяной контакт», и «условные подсчетные уровни» (УПУ). В скважине № 20 нижние отверстия перфорации в породах коллекторах пласта  $Ю_1^1$  находятся на абсолютной отметке - 2360,7 м. Ниже этой глубины пласт  $Ю_1^1$  ни в одной из скважин не опробовался. Именно эта абсолютная отметка и взята в качестве условного подсчетного уровня для пласта  $Ю_1^1$ .

Аналогично определен в этой же скважине (как самой глубокой) условный подсчетный уровень для нефтяной залежи пласта  $Ю_1^2$ . Нижние отверстия перфорации находятся на абсолютной отметке - 2380,3 м. Но породы-коллекторы распространены до а. о. - 2380,7 м. До этой же глубины по данным промысловой геофизики породы насыщены нефтью. Поэтому в качестве условного подсчетного уровня для нефтяной залежи пласта  $Ю_1^2$  принята а. о. - 2380,7 м.

В скважине № 12 нефть при опробовании получена из интервала глубин - 2494,0–2500,0 м (а. о. - 2343,6–2349,6 м). По данным промысловой геофизики нефтенасыщенный коллектор начинается с абсолютной отметки - 2343,8 м.

## 2.2 Нефтегазоносность месторождения

В каждой скважине выше кровли пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> (который отличается высокой степенью макронеоднородности и значительной фациальной изменчивостью) в 2–5 метрах залегает маломощный угольный пропласток У<sub>1</sub><sup>3</sup>. Толщина этого пропластка не превышает полутора метров и, тем не менее, он достаточно четко выделяется на каротажных диаграммах. Примерно в 12–14 метрах выше пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> залегает песчано-алевритовый пласт, который при сопоставлении разрезов скважин, как и пропласток У<sub>1</sub><sup>3</sup>, можно использовать в качестве синхронного реперного горизонта. Данный пласт проиндексирован, как Ю<sub>1</sub><sup>3a</sup> и представляет собой переслаивание светло-серого мелкозернистого песчаника средней степени сцементированности и алевролита. Мощность данного пласта 2,4–4,1 м. Наличие пропластка У<sub>1</sub><sup>3</sup> и пласта Ю<sub>1</sub><sup>3a</sup> на всей изучаемой территории, а также практически равное расстояние от них до кровли пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> говорит о том, что формирование нижней части верхневасюганской подсвиты происходило в спокойной седиментационной обстановке, без какого-либо существенного проявления тектонической активности. Во всех скважинах над пластом Ю<sub>1</sub><sup>3a</sup> залегает литологический и промыслово-геофизический репер У<sub>1</sub>, представленный, в основном, углями. В некоторых скважинах репер У<sub>1</sub> делится на две части, а в некоторых сливается в единое целое. Тогда его мощность достигает 4,2–4,6 м. Над этим репером, в одном случае (скв. № 2, 4, 5, 7, 8, 18, 19, 12) выделяется небольшая песчано-алевритово-аргиллитовая пачка пород («А»), а в другом (скв. № 1, 3, 17, 20) она размыта, и пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> залегает непосредственно на репере У<sub>1</sub>.

Породы георгиевской свиты перекрыты темно-бурыми аргиллитами баженовской свиты, которая венчает собой комплекс отложений юрской системы.

Современное пространственное расположение пород-коллекторов пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и их морфологию характеризуют структурные карты по кровле и подошве его проницаемой части, представленные на рисунке 2.2 и 2.3 соответственно.

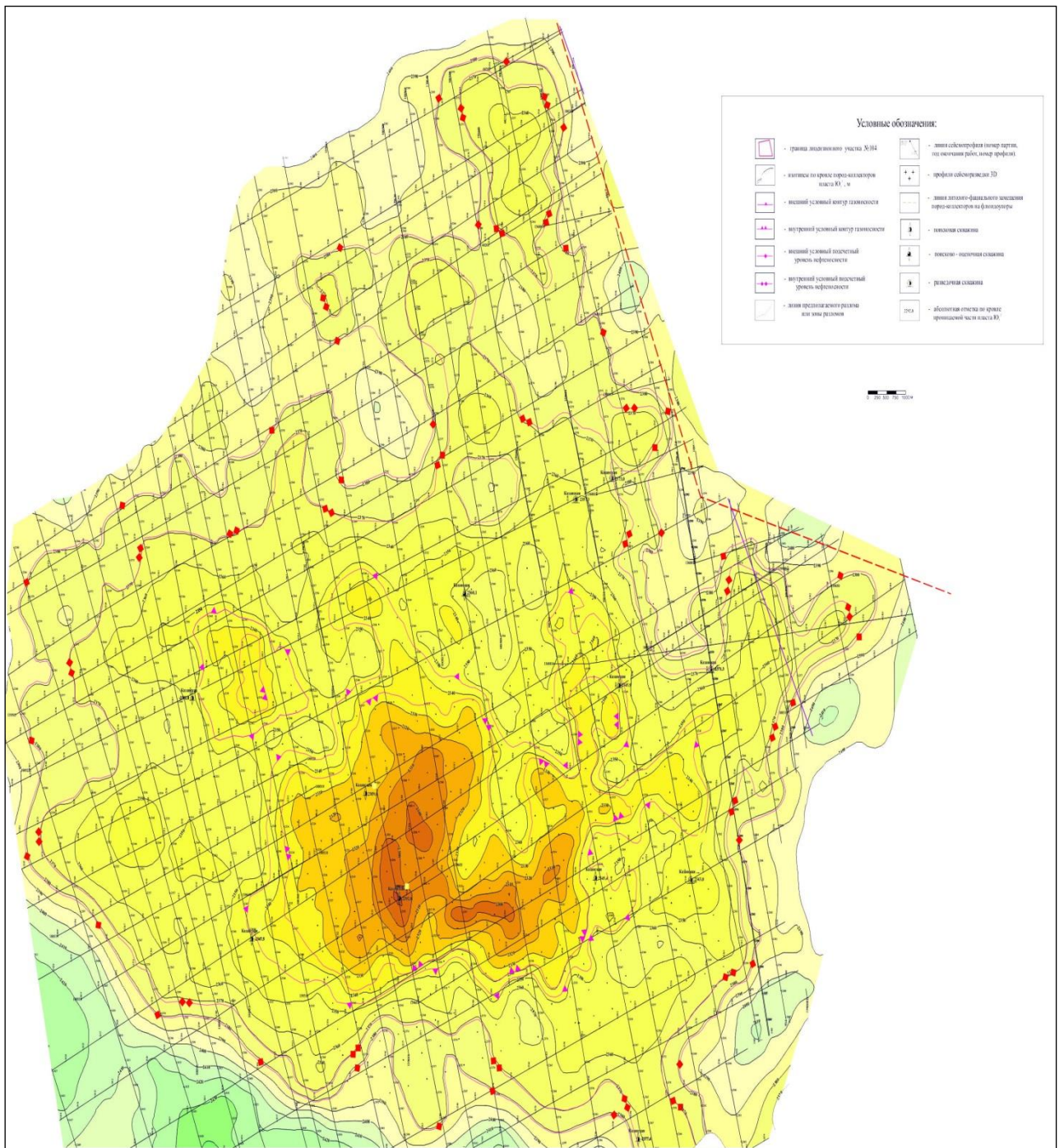


Рисунок 2.2 – Структурная карта по кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>



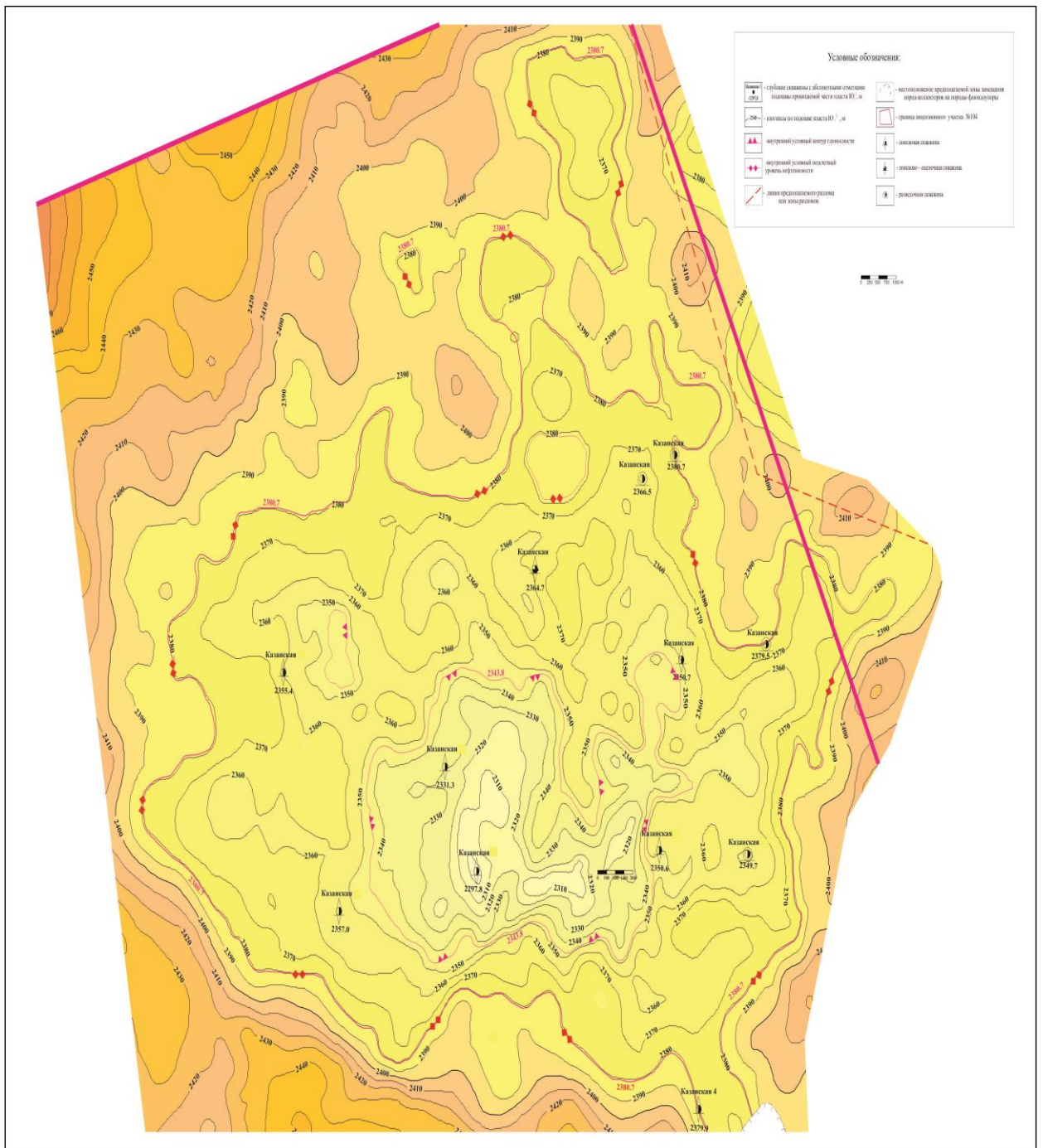


Рисунок 2.3 – Структурная карта по подошве пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>

## 2.3 Состояние запасов

По состоянию на 01.01.08 г. на государственном балансе находилось пять продуктивных объектов: нефтяной ( $Ю_1^1$ ), газоконденсатные ( $Ю_1^{3-4}$ ,  $Ю_3$ ,  $Ю_4$ ) и нефтегазоконденсатный ( $Ю_1^2$ ).

Последний подсчет запасов был выполнен ООО «ВНИИГАЗ» по состоянию на 01.08.2006 г. и утвержден ГКЗ (протокол № 1490-дсп от 2.11.2007 г.). В целом по месторождению числятся начальные запасы углеводородов промышленных категорий в следующем количестве: нефть 13894/5911 тыс.т., растворенный газ 6732/3004 млн.м<sup>3</sup>, свободный газ 6226 млн.м<sup>3</sup>, конденсат 1468/755 тыс.т. Кроме того, на балансе числятся запасы нефти, газа и конденсата по категории С<sub>2</sub>: 18484/7949 тыс.т. нефти, 9403/4250 млн.м<sup>3</sup> растворенного газа, 2600 млн. м<sup>3</sup> свободного газа и 858/426 тыс.т. конденсата.

### **3. КРАТКОВРЕМЕННАЯ, ПЕРИОДИЧЕСКАЯ, ЦИКЛИЧЕСКАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН**

#### **3.1 Предпосылки внедрения ПЭС**

В период 2015-2017 годов, когда мы наблюдаем интенсивный рост действующего фонда месторождения, выявляется значительный рост малодебитного фонда. В данный период для подъема флюида в основном используется УЭЦН с номинальной производительностью 45 м<sup>3</sup>/сут. Основная причина роста малодебитного фонда скважин на Казанском месторождении – резкое снижение дебита жидкости по новым скважинам. В этот этап наметилась тенденция к вводу в эксплуатацию малодебитных скважин уже на стадии освоения. В 2016 году доля типоразмера УЭЦН-45-2000 достигла уже четверти механизированного фонда скважин. Этому содействовало увеличения темпа падения дебита жидкости, как на старых скважинах, так и на вводимых после гидроразрыва пласта (далее – ГРП). После проведения ГРП на новых скважинах, спуск УЭЦН-45-2000 в соответствии с ожидаемыми параметрами дебита 40-50 м<sup>3</sup>/сут. выявил отрицательные последствия, высокую обводненность скважины, значительный рост отказов погружного оборудования по причине отложения солей на рабочих органах, высоким коэффициентом взвешенных частиц (далее – КВЧ) и засорению проточных каналов механическими примесями, что привело к снижению МРП скважин месторождения. А применение методики вывода на режим (далее – ВНР) с пониженной частоты, установкой шламоуловителя, обеспечение защиты погружного оборудования установками дозирующими ингибитор, периодические промывки и кислотные обработки особо ситуацию не исправляли. Так же наличие высокого газового фактора по скважинам (от 100 до 4000 м<sup>3</sup> газа на 1м<sup>3</sup> нефти) неудобна, в некоторых случаях, эксплуатация скважин оборудованных УЭЦН в постоянном режиме. Так как происходит загазованность оборудования УЭЦН, что приводит к срыву подачи и остановки насоса по защите срыва подачи. В случае снижения

продуктивности скважины, когда приток жидкости очень мал. Для решения сложившейся задачи рассматривались следующие варианты:

1. Применение УШГН очень ограничено по глубине спуска насоса. Необходимость создания глубоких депрессий, вынуждает спускать погружное оборудование на глубину ниже 2500 м, что делало невозможным применение отечественных установок УШГН

2. Применение винтовых насосов так же как и УШГН очень ограничено. Как по глубине спуска, так и за отсутствия надежных отечественных эластомеров.

3. Закупка и переход на аналоги малопроизводительных УЭЦН других производителей не дала бы желаемого результат из-за схожести конструкций УЭЦН подобного вида всех производителей, а значит и схожести проблем при эксплуатации малодобитного фонда. Ни один из перечисленных способов по разным причинам не мог решить проблему подъема жидкости дебитом менее 25 м<sup>3</sup>/сут. с глубины более 2500 м.

4. УЭЦН увеличенного типа размеров (если позволяет внутренний диаметр эксплуатационной колонны), работающие в режиме КЭС, менее подвержены данным процессам за счет более широких проточных каналов и более высокой скорости движения пластовой жидкости в насосе.

5. В случае высокого газового фактора использование имеющегося в скважине насоса в режиме КЭС. Позволяет обеспечить стабильную подачу во время периодической работы скважины оборудованной УЭЦН. Насос не успевает загазовываться, за время работы скважины. Во время ожидания следующего запуска, УЭЦН разгазовывается. Данная технология позволила получать такой же, а в некоторых случаях и выше, стабильный дебит скважины. Данная работа, по подбору режима работы КЭС, не требует МРП, что значительно экономит ресурсы.

6. В случае снижения продуктивности скважины, приток жидкости очень мал и нет возможности спустить туда установку которая бы работала в суточном режиме, тогда скважину переводят в периодический режим работы по давлению на приеме. Либо подбирают подходящее время работы скважины. Данная работа, по подбору режима работы КЭС, не требует МРП, что значительно экономит ресурсы.

### **3.2 Выбор концепции эксплуатации малодебитного фонда скважин**

К концу 2015 года на Казанском месторождении уже практиковалась методика ПЭС. Она использовалась на тех скважинах, где приточные параметры не обеспечивали стабильную работу погружного оборудования (в рабочей зоне). Данный режим производил откачку флюида из скважины в оптимальном рабочем диапазоне УЭЦН, снижая риск отказа подземного оборудования. При этом в дальнейшем периоды накопления вызывали дополнительное снижение продуктивности. В целях увеличения эффективности и поддержания высокой депрессии на пласт для повышения продуктивности, а так же для снижения риска замерзания выкидной линии от скважины до АГЗУ, некоторые скважины стали переводить в режим с периодом накопления, близким по периоду работы. Повышение количества пусков не вызывало затруднений со стороны технической возможности подземного оборудования. Со стереотипами, касающиеся снижения ресурса надежности и увеличения количества пульсаций забойного давления, пришлось справиться, для этого понадобилось провести большое количество экспериментов по апробации предложенного способа эксплуатации УЭЦН.

### **3.3 Методология подбора скважин и расчет оптимального режима КЭС**

Режим КЭС является одним из видов ПЭС, который характеризуется кратковременной интенсивной откачкой флюида УЭЦН больших типоразмеров. Эксплуатация низкодебитных скважин в режиме КЭС проводится из-за комплекса осложнений при работе УЭЦН малых типоразмеров в постоянном режиме:



- повышенный износ рабочих органов и низкий КПД установки ЭЦН во время работы в левой зоне напорно-расходной характеристики;
- засорение рабочих органов ЭЦН механическими примесями из-за небольшого размера проходных каналов;
- интенсивное отложение солей на рабочих органах ЭЦН из-за недостаточного охлаждения низким притоком пластовой жидкости.

В режиме КЭС скважина оборудуется УЭЦН больших типоразмеров ( $Q \geq 80$  м<sup>3</sup>/сут.), имеющих наилучшие технические и эксплуатационные характеристики, в кратковременном режиме, когда объем откачиваемого флюида соответствует номинальной подаче. Сущность метода лежит в подборе длительного периода работы УЭЦН (5-20 минут), во время которого рабочая точка насоса находится в зоне максимального КПД насоса, и продолжительности простоя скважины достаточного для накопления флюида в скважине для следующей откачки (40-120 минут). Типоразмер оборудования и режим откачки и накопления подбирается на основе расчета температурного режима УЭЦН (при наличии соответствующего программного обеспечения), влияния разгазирования нефти на стабильность работы ЭЦН и максимальной депрессии на пласт. При эксплуатации скважин в режиме КЭС необходимо:

- использование программируемых ЧРП или СУ с плавным пуском. При КЭС как правило не происходит снижения МРП оборудования за счет «мягкого» пуска, ЧРП позволяет устранить ударные пусковые перегрузки;
- применение высокогерметичных обратных клапанов или использование двух обратных клапанов;
- предпочтительно наличие ТМС для контроля температуры ПЭД и давления на приеме ЭЦН. Возможно программирование СУ не только по времени откачки и накопления, но так же и по значениям давления на приеме.

### 3.4 Особенности расчета режима КЭС

Для расчета режима КЭС необходимо точно знать продуктивность скважины, в зависимости от которой определяется время работы. При условии соблюдения зависимости отношения номинальной производительности ЭЦН к продуктивности скважины (в 3-5 раз для достижения энергоэффективности), время цикла ( $T_{п}$ ) варьируется от 40 до 80 минут (обычно равно 60 минутам). Время цикла выбрано с учетом следующих требований:

- обеспечение максимальной добычи. Максимальное приближение у среднего давления на приеме к целевому (расчетному) давлению на приеме (целевому забойному).

- снижение рисков преждевременных отказов. Количество пусков установки имеет экспоненциальную зависимость от времени цикла. Увеличение частоты пусков, в т. ч. плавных, согласно теории надежности по экспоненциальной зависимости увеличивает риски преждевременных отказов;

- исключение вероятности замерзания обратных клапанов в зимний период на устьевой арматуре и замерной установке.

Следует отметить, что максимальный дебит при работе в периодическом режиме достигается при минимальном росте динамического уровня после прекращения его откачки, т.е. при минимальном времени накопления. При этом число запусков-остановок ЭЦН значительно возрастет. При выборе количества циклов КЭС необходимо руководствоваться показателями надежности оборудования с учетом максимального допустимого количества запусков двигателя УЭЦН. При работе в периодическом режиме так же необходимо учитывать температурный режим работы двигателя. Интенсивность охлаждения двигателя напрямую зависит от динамического уровня и времени его накопления, а именно – чем меньше время накопления, тем лучше охлаждается двигатель.

### **3.5 Преимущество и недостатки режима КЭС**

В ходе практического внедрения режима КЭС был выявлен ряд преимуществ:

- увеличались объемы добычи нефти на малодебитном фонде скважин;
- сократилось потребление электроэнергии (работа с более высоким КПД установки, чем при постоянной эксплуатации ЭЦН вне рабочей зоны) ;
- увеличился межремонтный период (МРП);
- появилась возможность эксплуатации скважин, осложненных высокими значениями пластовой температуры, КВЧ и газового фактора;
- снизилась вероятность отложения солей;
- откачка жидкости с высокой скоростью при КЭС осуществляется преимущественно из межтрубного пространства над приемом насоса. Поэтому снижается количество механических примесей попадающих в УЭЦН. К недостаткам метода можно отнести:

- низкая надежность клапанов на скважинах с высоким КВЧ;
- для определения обводненности, необходим метод "дробного" отбора проб, при этом методе пробы отбираются через равные промежутки времени 5-10 раз в течение цикла откачки, что является трудоемкой задачей. В ходе внедрения режима кратковременной эксплуатации скважин были решены проблемы надежности и эффективности.

### **3.6 Внедрение режима КЭС на месторождении**

Начиная с февраля 2015 года на Казанском месторождении, началась фаза активного внедрения методики кратковременной эксплуатации скважин в соответствии с утвержденной методикой. Проведенные мероприятия в первом квартале 2015 года, показали работоспособность метода и, в последующем сформировалось три направления по применению методики КЭС:

1. Перевод без остановки скважины в ремонт на существующем оборудовании. Производится без остановки по фонду с предварительным КВУ для уточнения притока скважины. Основная задача – сохранение объема добычи на уровне до перевода.

2. Перевод в КЭС при проведении ТиКРС. По факту отказа погружного оборудования подбирается оптимальное погружное оборудование, обеспечивающее добычу заявленного суточного объема.

3. Ввод новых скважин с потенциалом менее 30м<sup>3</sup>/сут. изначально в режиме КЭС. Применение УЭЦН номиналом 80 – 120 м<sup>3</sup>/сут. позволяет на начальном этапе вывода на режим производить плавный отбор жидкости на низкой частоте с постепенным выходом на базовую. Казанское месторождение на данный момент является передовым в плане применения методики КЭС в ОАО «Томскгазпром». Наличие специфических условий инфраструктуры, свойства добываемого флюида, применяемое оборудование создали условия для последующих исследований режима кратковременной эксплуатации скважин и совершенствовании методики.

### **3.7 Определение эффективности режима КЭС с экономической точки зрения**

На рисунке представлена динамика фонда скважин, на котором видно, что темп роста доли фонда КЭС более сильней, чем прирост скважин из бурения. В результате развития данной концепции, доля фонда скважин, эксплуатируемых в режиме КЭС Казанского месторождения постепенно, достигла половины всего механизированного фонда. Рассмотрим экономическую эффективность метода кратковременной эксплуатации с позиции сокращения затрат на энергопотребление. Для того чтобы информация была наиболее актуальной для анализа возьмем последний по временному отрезку период, при котором известно количество скважин, находящихся в эксплуатационном фонде. Далее рассмотрим два случая. В первом будет рассматриваться эксплуатация всего фонда скважин

механизированным способом без использования метода КЭС. Во втором случае скважины с номинальным дебитом  $Q \geq 80 \text{ м}^3/\text{сут.}$  будут рассматриваться с внедрением метода КЭС, остальные два типоразмера (45 и  $60 \text{ м}^3/\text{сут.}$ ) будут иметь традиционную технологию добычи. Используя информацию о технических характеристиках каждого типоразмера ЭЦН и проведя расчеты, получаем сводную таблицу. Из приведенной таблицы можно сделать вывод, что в случае перехода части скважин на периодическую эксплуатацию энергозатраты уменьшатся на 14,5% на добываемую тонну нефти, что в денежном эквиваленте представляет собой примерно 5000руб. Данный результат был получен при условии, что значительная часть скважин (65 из 132) осталась работать на прежнем режиме. В случае перевода скважин с номиналом  $50 \text{ м}^3/\text{сут.}$  также на КЭС, уменьшение затрат на электроэнергию увеличится минимум в 3 раза.

#### **4. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**Данная глава является конфиденциальной информацией и коммерческой тайной компании ОАО «Томскгазпром» и поэтому не приводится (страницы 38 – 45)**

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Место работы оператора находится на кустовой площадке нефтегазового промысла на открытом воздухе при любых погодных условиях и в любое время года. Из-за непрерывности нефтедобывающего производства они работают в ночные смены, в выходные и праздничные дни.

В процессе жизнедеятельности человек подвергается воздействию различных опасностей, под которыми обычно понимают явления, процессы, объекты, способные в определенных условиях наносить ущерб здоровью человека непосредственно или косвенно, т.е. вызывать различные нежелательные последствия.

Человек подвергается воздействию опасностей и в своей трудовой деятельности. Эта деятельность осуществляется в пространстве, называемом производственной средой. В условиях производства на человека в основном действуют техногенные, т.е. связанные с техникой, опасности, которые принято называть опасными и вредными производственными факторами.

*Опасным производственным фактором (ОПФ)* называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья. Травма — это повреждение тканей организма и нарушение его функций внешним воздействием. Травма является результатом несчастного случая на производстве, под которым понимают случай воздействия опасного производственного фактора на работающего при выполнении им трудовых обязанностей или заданий руководителя работ.

*Вредным производственным фактором (ВПФ)* называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или

снижению трудоспособности. Заболевания, возникающие под действием вредных производственных факторов, называются *профессиональными*.

Опасные производственные факторы на КНГКМ Томской области:

- поражение электрическим током;
- раскаленные тела;
- возможность падения с высоты самого работающего либо различных деталей и предметов;
- оборудование, работающее под давлением выше атмосферного.

Вредные производственные факторы на КНГКМ Томской области:

- неблагоприятные метеорологические условия;
- запыленность и загазованность воздушной среды;
- воздействие шума, инфра- и ультразвука, вибрации;
- наличие электромагнитных полей.

К *физическим* факторам относят электрический ток, кинетическую энергию движущихся машин и оборудования или их частей, повышенное давление паров или газов в сосудах, недопустимые уровни шума, вибрации, недостаточную освещенность, электромагнитные поля.

*Химические* факторы представляют собой вредные для организма человека вещества в различных состояниях.

*Биологические* факторы — это воздействия различных микроорганизмов, а также растений и животных.

*Психофизиологические* факторы — это физические и эмоциональные перегрузки, умственное перенапряжение, монотонность труда.

## **5.1. Производственная безопасность**

### **5.1.1 Анализ выявленных вредных производственных факторов**

#### **1.1.1 Вредные вещества**



В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации вещества согласно ГОСТ 12.1.005-88: азота диоксид – 2 мг/м<sup>3</sup>, бензол – 10 мг/м<sup>3</sup>, углерода оксид – 20 мг/м<sup>3</sup>.

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

#### 1.1.2 Шум на рабочем месте

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице. Затем оценивается превышение норм уровней шума, например, при работе ЦНС, установки статического и динамического зондирования, насосов при откачке воды и закачке рабочего агента в пласт и т.д. При необходимости разрабатываются коллективные и (или) индивидуальные меры по их снижению.

Таблица 5.1

#### Предельно допустимые уровни звукового давления

| №пп | Вид трудовой деятельности, рабочее место                                                                                                                                      | Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц |    |     |     |     |      |      |      |      |    | Уровни звука и эквивалентные уровни звука (в дБА) |
|-----|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|----|-----|-----|-----|------|------|------|------|----|---------------------------------------------------|
|     |                                                                                                                                                                               | 31,5                                                                                     | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |    |                                                   |
| 1   | 2                                                                                                                                                                             | 3                                                                                        | 4  | 5   | 6   | 7   | 8    | 9    | 10   | 11   | 12 |                                                   |
| 5   | Выполнение всех видов работ (за исключением перечисленных в п.п. 1-4 и аналогичных им) на постоянных рабочих местах в производственных помещениях и на территории предприятий | 107                                                                                      | 95 | 87  | 82  | 78  | 75   | 73   | 71   | 69   | 80 |                                                   |

### 1.1.3 Метеоусловия

Работающие в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях обеспечиваются комплектом средств индивидуальной защиты от холода с учетом климатического региона (пояса). Во избежание локального охлаждения работники обеспечиваются рукавицами, обувью, головными уборами, имеющими соответствующую теплоизоляцию. При температуре воздуха ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  должна обеспечиваться защита лица и верхних дыхательных путей.

Доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте, перевозка людей в транспортных средствах, не оснащенных системами автономного обогрева, не допускается.

Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений.

В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне  $21-25^{\circ}\text{C}$ .

Работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник обеспечивается горячим питанием, при этом начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 минут после приема горячей пищи (чая и др.).

В целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде, в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду.

Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин. при температуре воздуха до  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  и не более 5 мин. при температуре воздуха ниже  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

#### 1.1.4 Освещение

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормативных условий работы в помещениях и открытых площадках и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Реальная освещенность на рабочем месте может быть взята из паспорта производственного помещения, материалов аттестации рабочих мест по условиям труда, измерена при помощи люксметра, или определена путем расчета, изложенного в методических указаниях. Фактические и требуемые параметры систем естественного и искусственного освещения вносятся в таблицу. По результатам анализа табличных данных делается вывод о соответствии освещенности рабочей зоны нормативным значениям. При необходимости разрабатываются инженерные мероприятия по реконструкции системы освещения.

При устройстве наружного освещения буровых площадок необходимо учитывать размер освещаемой площади, рельеф местности, высоту установки прожектора.

### **5.1.2 Анализ опасных производственных факторов**

#### 1.2.1 Механические опасности

Механические опасности могут возникнуть у любого объекта, способного причинить человеку травму в результате неспровоцированного контакта объекта или его частей с человеком. Риск подвергнуться такому контакту наблюдается при взаимодействии человека с объектом в трудовом процессе и при случайном прохождении человека в пределах действия объекта в опасной зоне оборудования. Опасная зона - это пространство, в

котором возможно действие на работающего опасного и (или) вредного производственного фактора.

Механические опасности на объекте представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия; заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

### 1.2.2 Давление

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру.

### 1.2.3 Электроопасность

В этом разделе отражаются требования безопасности, предъявляемые к электротехническим установкам, являющимися источниками опасных факторов. Выдвигаются требования к работникам, занятым на обслуживании электрооборудования.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы:

- а) выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током;
- б) требования к электрооборудованию;
- в) анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям;

г) мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий;

д) обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током.

Безопасность при работе с электроустановками обеспечивается применением различных технических и организационных мер. Технические средства защиты от поражения электрическим током делятся на коллективные и индивидуальные.

Основные коллективные способы и средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль; установка ограждающих устройств; предупредительная сигнализация и блокировки; использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов; применение малых напряжений; защитное заземление; зануление; защитное отключение. При необходимости производится расчет защитного заземления, зануления, выбор устройств автоматического отключения, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

Также обосновываются организационные мероприятия, обеспечивающие безопасную эксплуатацию электроустановок.

#### 1.2.4 Пожаровзрывоопасность

Одними из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС на объекте являются пожар или взрыв на рабочем месте. Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

При написании раздела для зданий и сооружений определяется категория помещений по пожароопасности по НПБ 105-03 и класс зон взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009. Затем выявляются возможные источники и причины пожаров и взрывов на рабочем месте: электрический ток при работе с электроустановками, открытый огонь, удар молнии,

статическое электричество и т. п. Далее, в соответствии с классом зоны взрывопожароопасности, предлагаются методы устранения причин пожаров в помещениях и на территории объекта, т. е. организационные и технические меры обеспечения пожарной безопасности. К организационным мерам относят мероприятия режимного характера, обучение и разработку планов эвакуации людей в случае пожара. К техническим мерам – современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, автоматические стационарные системы тушения пожаров, первичные средства пожаротушения. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в СП 5.13130.2009. При выборе вида исполнения электрооборудования необходимо руководствоваться классом зоны взрывопожароопасности на рабочем месте по СП 2.13130.2009.

## **5.2. Экологическая безопасность**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;

- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газо- и нефтепроводах;

- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;

- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

И как следствие от вышеотмеченных воздействий на природу:

- сокращение ареалов редких видов растений, площадей, занятых ягодниками, лекарственными растениями и другими ценными видами флоры;
- нарушение лесов и нерациональный расход древесины при обустройстве передвижных поселков, временных дорог, промплощадок и др.;
- сокращение рыбных запасов вследствие загрязнения поверхностных вод, нарушения гидрологического режима при строительстве и эксплуатации месторождений;
- сокращение численности видов диких животных из-за браконьерства и перераспределения мест обитания основных видов и т.д.

Общими мерами по охране окружающей среды являются:

- сокращение потерь нефти и газа; повышение герметичности и надежности нефтепромыслового оборудования;
- высокая степень утилизации нефтяного газа;
- оптимизация процессов сжигания топлива при одновременном снижении образования токсичных продуктов сгорания.

Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы во время периода таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за буровым раствором, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

#### *Охрана атмосферного воздуха от загрязнения*

При добыче нефти от кустовых площадок выделяются загрязняющие вещества (ЗВ), которые складываются из выбросов через неплотности фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Выбросы ЗВ на технической площадке УПН складываются из выбросов от работы нефтяных и газовых сепараторов, насосов и запорной арматуры.

Одним из основных источников выбросов загрязняющих веществ являются факельное хозяйство, предназначенное для сжигания газа при работе оборудования.

При бурении скважин рекомендуется использовать замкнутую герметичную систему циркуляции бурового раствора, применять герметичные и закрытые емкости для хранения нефти и ГСМ, нейтрализовать и обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления, предусмотреть автоматическое отключение нефтяных скважин при прорыве выкидной линии.

Большой ущерб природным комплексам наносится в случае аварийных ситуаций.

Основными причинами аварий являются:

- 1) при аварийных ситуациях магистральныетрубопроводы (нефтепроводы, водоводы) в местахпересечения их водотоками ;
- 2) шламовые амбары, кусты скважин, расположенные в поймах рек или водоохранных зонах;
- 3) канализационные очистные сооружения и выпуски сточных вод без очистки.

Одним из мероприятий, предотвращающим дальнейшее загрязнение водоемов на территории Казанского месторождения, является выделение водоохранных зон, в районе которых запрещается размещение буровых площадок и нефтяных кустов.

Основные мероприятия по охране атмосферного воздуха от загрязнений:

- полная герметизация оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- утилизация попутного газа;
- применение оборудования заводского изготовления;



- разработанный план действий при аварийной ситуации;
- ликвидация аварий должна осуществляться аварийной службой.

Количественное определение содержания вредных веществ в атмосферном воздухе осуществляется с использованием методик и инструкций Госкомприроды, Госкомгидромета и Минздрава. Весь комплекс организационно-технических мероприятий должен обеспечить соблюдение предельно-допустимых концентраций (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества (таблица 6.1).

Таблица 6.2

| Вредные вещества |                                   |                                                       |                 |                    |       |
|------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------------------|-----------------|--------------------|-------|
| №                | Наименование загрязняющих веществ | ПДК м.р. в воздухе населенных мест, мг/м <sup>3</sup> | Класс опасности | Параметры выбросов |       |
|                  |                                   |                                                       |                 | г/сек              | т/год |
| 1                | Двуокись азота                    | 0.085                                                 | 2               | 0.078              | 1.230 |
| 2                | Окись углерода                    | 5.000                                                 | 4               | 0.220              | 4.88  |
| 3                | Углеводороды                      | 50(ОБЦВ)                                              | 4               | 9.140              | 298.8 |
| 4                | Сажа                              | 0.15                                                  | 3               | 0                  | 2     |
| 5                | Метанол                           | 1                                                     | 3               | 0.041              | 1.290 |

На аварийных факельных установках необходимо обеспечить полное и бездымное сгорание газов. Предусмотреть очистку сбрасываемого газа на факел от капельной нефти, оборудовать факела устройствами для дистанционного розжига горелок.

В качестве топлива рекомендуется использовать природный газ, процесс сжигания топлива следует оптимизировать.

#### *Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения*

Особое отрицательное воздействие на химический состав водоемов при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти и вод с

высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды образуется пленка, препятствующая воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в результате отсутствия гидроизоляции технологических площадок;
- попадание загрязнений в грунтовые воды при аварийных разливах нефти, сточных вод и других отходов в результате порывов трубопроводов;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды в результате перетоков по затрубному пространству при некачественном цементировании скважины и ее негерметичности.

Мероприятия по рациональному использованию и охране водных ресурсов:

1. Запрещается сброс сточных вод в водные объекты;
2. Установление и поддержание водо-охранных зон;
3. Вынесение объектов из экологически уязвимых зон;
4. Герметизированная система сбора и транспорта продукции скважин;
5. Рассредоточение объема закачки воды по пласту;
6. Использование труб из синтетических материалов, соответствующих климатическим условиям района;
7. Контроль качества сварных швов;
8. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно;
9. Отсыпка кустовых площадок с учетом поверхностной системы стока;
10. Сбор разлившихся нефтепродуктов в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН.
11. Осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков;

12. При ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

#### *Охрана и рациональное использование земель*

Загрязнение почв нефтью приводит к значительному экологическому и экономическому ущербу: понижается продуктивность лесных ресурсов, ухудшается санитарное состояние окружающей среды.

При выборе площадок и трасс под строительство объектов основным критерием является минимальное использование лесов I и II групп, пойменной части рек и озер, а также обход кедровников, путей миграции животных и птиц. Принимается прокладка линейных сооружений (автодорог, трубопроводов, линий электропередач) в одном коридоре, что обеспечивает снижение площади занимаемых земель на 30-40%.

Земельные участки, отведенные в постоянное пользование, благоустраиваются с использованием предварительно снятого почвенно-растительного слоя. Земли, передаваемые во временное пользование, подлежат восстановлению (рекультивации). Земельные участки приводятся в пригодное для использования по назначению состояние в ходе работ, а при невозможности этого не позднее, чем в течение года после завершения работ.

Согласно требованиям лесного хозяйства организации, выполняющие строительные работы обязаны:

- обеспечить минимальное повреждение почв, травянистой и моховой растительности;
- произвести очистку лесосек и ликвидировать порубочные остатки;
- не допускать повреждения корневых систем и стволов опушечных деревьев;
- не оставлять пни выше  $1/3$  диаметра среза, а при рубке деревьев больше 30 см - выше 10 см, считая высоту шейки корня.

По окончании буровых работ на кустах скважин проводятся ликвидация и рекультивация шламовых амбаров следующим образом:

- осветление, нейтрализация жидкой фазы с последующей откачкой в нефтесборный коллектор;

- засыпка шламового амбара привозным грунтом;

- планировка рекультивируемой поверхности слоем торфо - песчаной смеси толщиной 15 см и почвопокрытием многолетних трав.

Рекультивация нарушенных земель по трассам линейных трубопроводов носит природоохранное направление и выполняется в два этапа:

1. Технический этап рекультивации состоит из сбора пролитой нефти, срезки почвенно-растительного слоя толщиной 0.2-0.4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ. Возвращения этого слоя из отвалов и планировки рекультивируемой поверхности по окончании строительства.

2. Биологический этап рекультивации включает дискование почвы боронами в один след, поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав механическим способом.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химреагентов обеспечивается:

- контролем давления в общем коллекторе и замерном сепараторе с сигнализацией предельных значений на ЗУ;

- в случае аварии на УПН автоматическим переключением потока нефти в аварийные емкости;

- аварийным отключением насосных агрегатов на УПН и узлах дозирования ингибиторов;

- закреплением трубопроводов на проектных отметках грузами и анкерами, препятствующими всплытию и порыву;

- прокладкой трубопроводов в кожухах через автомобильные дороги;

- контролем качества сварных швов трубопроводов методом радиографирования и магнитографирования и гидравлическое испытание на прочность и герметичность.

### 5.3. Безопасность в ЧС

Разработка и утверждение мероприятий по ликвидации ЧС. В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Затем необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.). Коротко рассматриваются чрезвычайные ситуации стихийного, экологического и социального характера.

Возможные аварийные ситуации и аварии, места их возникновения:

1. Устье скважины: грифообразование;
  2. Устье скважины: пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры;
  3. Порыв нефтепровода (от куста скважин до площадки подключения);
  4. Порыв нефтепровода от скважины до АГЗУ;
  5. Порыв трубопровода подачи хим. реагента в нефтесборный коллектор куста;
  6. Аварийное отключение электроэнергии;
  7. Землетрясение на территории кустов скважин;
  8. Нарушение герметичности технологической обвязки АГЗУ;
  9. Заложение взрывного устройства;
  10. Захват в заложники персонала;
  11. Порыв в блоке распределения воды на кусте скважин;
  12. Порыв водовода высокого давления от БРВ до нагнетательной скважины.
- Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины.

Внешние признаки аварии: Запах углеводородов, посторонний шум; следы разлива нефтепродуктов.

Возможные причины аварии: Механические повреждения;

Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов; некачественные сварные соединения; заводские дефекты; возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные; износ и не герметичность уплотнительных соединений по кабельному вводу ФА; нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

#### **5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Правильное расположение и компоновка рабочего места. Окраска и размеры органов управления. Технологические перерывы, проветривание помещения, комнаты психологической разгрузки. Организация проверки знания сотрудников, проведение инструктажей. Проведение учений на объекте.

## ПРОГРАММА ПЕРВИЧНОГО (ПОВТОРНОГО) ИНСТРУКТАЖА ПО ОХРАНЕ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ ДЛЯ РАБОТНИКОВ РАБОЧИХ ПРОФЕССИЙ

| №<br>п/п | Вопросы инструктажа                                                                                                                                                                                                                                                                                               | Время      |
|----------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 1.       | Обязанности работника на данном рабочем месте и по профессии, при приеме вахты (смены), в процессе рабочего времени и сдачи вахты (смены).                                                                                                                                                                        | 15<br>мин. |
| 2.       | Общие сведения о технологическом процессе и оборудовании на данном рабочем месте, производственном участке, установке, в цехе. Основные опасные и вредные производственные факторы, связанные с обслуживанием оборудования и трубопроводов, машин и механизмов и возникающие при данном технологическом процессе. | 10<br>мин. |
| 3.       | Схема безопасного передвижения и общие правила поведения работников на территории участка, установки, цеха, в производственных и вспомогательных помещениях. Расположение основных участков, установок, цехов, вспомогательных помещений.                                                                         | 5 мин.     |
| 4.       | Опасные зоны оборудования, машин и механизмов. Средства безопасности оборудования (предохранительные, тормозные устройства и ограждения, системы блокировки и сигнализации, знаки безопасности) и требования по их использованию.                                                                                 | 5 мин.     |
| 5.       | Требования к средствам индивидуальной защиты на данном рабочем месте и правила пользования ими с отработкой приемов их использования.                                                                                                                                                                             | 10<br>мин. |
| 6.       | Требования к правильной и безопасной организации и содержанию рабочих мест (рациональное размещение, безопасная укладка, хранение инструмента, приспособлений, деталей, сырья и т.д.)                                                                                                                             | 5 мин.     |
| 7.       | Порядок подготовки к работе (проверка исправности оборудования, пусковых и заземляющих устройств, инструмента, приспособлений, блокировок и других средств защиты).                                                                                                                                               | 5 мин.     |
| 8.       | Порядок пуска в работу и нормальной остановки объекта (технологической установки, оборудования, трубопроводов и т.д.).                                                                                                                                                                                            | 5 мин.     |
| 9.       | Безопасные методы и приемы выполнения работ, применение которых должно предохранить работающего от травмирования. Требования безопасности при работе с ручным переносным инструментом.                                                                                                                            | 10<br>мин. |
| 10.      | Безопасные методы эксплуатации транспортных средств, грузоподъемных механизмов и приспособлений. Требования безопасности при погрузочно-разгрузочных работах и перевозке грузов транспортом.                                                                                                                      | 10<br>мин. |
| 11.      | Требования по предупреждению электротравматизма. Требования безопасности при работе с ручным электрифицированным инструментом.                                                                                                                                                                                    | 10<br>мин. |
| 12.      | Основные требования личной и производственной гигиены, санитарии. Требования безопасности и производственной санитарии при использовании вредных веществ. Порядок пользования санитарно-бытовыми устройствами и помещениями.                                                                                      | 5 мин.     |
| 13.      | Обстоятельства и характерные причины аварий, взрывов, пожаров, случаев производственного травматизма. Действия работника в возможных аварийных ситуациях (требования Планов ликвидации возможных аварий).                                                                                                         | 10<br>мин. |
| 14.      | Действия работников при возникновении несчастного случая на участке, установке, в цехе. Правила оказания первой помощи пострадавшим при несчастном случае с практической отработкой методов оказания первой                                                                                                       | 15<br>мин. |

|        |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              |                   |
|--------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
|        | помощи.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |                   |
| 15.    | Меры предупреждения аварий, взрывов, пожаров, производственного травматизма, меры газовой и пожарной безопасности. Способы применения имеющихся на объекте газозащитных средств, средств пожаротушения, противоаварийной защиты и сигнализации, места их расположения.                                                                                       | 10 мин.           |
| 16.    | Ознакомление работника с требованиями производственных инструкций, инструкций по охране труда по профессиям и видам работ (в соответствии с перечнем инструкций для каждой профессии).                                                                                                                                                                       | 40 мин.           |
| 17.    | Ознакомление работника с приказами, распоряжениями, указаниями руководства Общества, цеха, участка по вопросам безопасности труда, информационными письмами контролирующих органов. Разбор и анализ нарушений правил, инструкций по безопасному ведению работы, причин аварий, инцидентов, пожаров и несчастных случаев, имевших место на объектах Общества. | 10 мин.           |
| Итого: |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                              | 3 часа<br>00 мин. |

Организация проверки знания сотрудников, проведение инструктажей. Инструктаж сопровождается практическим показом безопасных приемов работы с обязательным их повторением инструктируемым работником и завершается устной проверкой приобретенных работником знаний и навыков безопасных приемов работы лицом, проводившим инструктаж.

Проверка знаний проводится раз в год на рабочем месте.

А также знакомство и соблюдение законодательных, нормативных документов.

ГОСТ 12.1.005-88 «Нормирование содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны»

ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.2.062-81. «Оборудование производственное. Ограждения защитные».

«Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123

ПУЭ и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление»



## **6. АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА КАЗАНСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

**Эта глава также является конфиденциальной информацией и коммерческой тайной компании ОАО «Томскгазпром» и поэтому не приводится (страницы 57 - 64)**

## Заключение

Во время эксплуатации малодебитных скважин на непрерывном режиме затрачивается большое количество материальных и трудовых ресурсов, электроэнергии, а также увеличивается частота межремонтных периодов подземного оборудования. И это все приводит к увеличению себестоимости добычи нефти. В дальнейшем наступает момент, когда добыча нефти из малодебитной скважины при непрерывных режимах разработки становится экономически не рентабельной.

Одним из путей решения проблем нефтедобычи в условиях природных и техногенных осложнений скважин представляется применение метода кратковременно периодической работы (КПР) нефтепромыслового оборудования. Посредством внедрения КПР можно повысить МРП и дебит скважин, снизить эксплуатационные расходы, а также вовлечь в эксплуатацию часто ремонтируемый и бездействующий фонд.

По расчетам, выполненным в данной работе, следует вывод, что уменьшение времени работы цикла скважины, может привести к увеличению дебита по жидкости за счет уменьшения целевого забойного давления. В данном случае увеличивается вероятность отказа оборудования в результате более частых пусков УЭЦН в связи с пусковыми нагрузками, но использование преобразователей частоты решает эту проблему.

На сегодняшний день значительная часть механизированного фонда скважин Казанского месторождения эксплуатируется в режиме КЭС. Свидетельство эффективности применения метода позволило применять методику на другие месторождения. Сокращение удельного расхода электроэнергии и повышение надежности системы позволило не только повысить эффективности за счет выполнения мероприятий по переводу в периодический режим, но и сохранять эффект продолжительное время.

## Список литературы

1. Мищенко И .Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов [Текст ] / И .Т. Мищенко. – М.: ФГУП «Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И .М. Губкина, 2003. – 816 с.
2. Аптыкаев Г.А., Сулейманов А. Г. Интенсификация добычи и увеличение МРП скважин, оборудованных УЭЦН, методом кратковременной периодической работы: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». – Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», апрель, 2011. – с. 65-69.
3. Ивановский В.Н. Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти [Текст] / В.Н. Ивановский, С.С. Пекин, А.А.Сабилов. – М.: ГУП «Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И .М. Губкина, 2002. – 256 с.
4. Лапшин А.А. Эксплуатация малодебитных скважин с УЭЦН в периодическом режиме. ОПИ оборудования с широкой рабочей характеристикой: производственно-технический научный журнал «Инженерная практика». –Москва: Изд-во «Энерджи Пресс», ноябрь, 2014. – с. 14-20.
5. Цынаев Е.В. «Кратковременно-периодический режим работы скважин на ЮЛТ приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос», как способ эксплуатации малодебитного ЧРФ». Инженерная практика, № 1, 2012 г., ст р. 76-82.
6. Артемьев В.Н., Ибрагимов Г.З., Иванов А.И. Инженерные расчеты при разработке нефтяных месторождений.-Т. 1: Скважина – промысловый сбор – ППД. – М.: Нефтегазотехнология АЛ, 2004. - 416с
7. Кузьмичев Н.П., Гуреев В.М. «Кратковременная эксплуатация скважин – новая энергосберегающая технология добычи нефти». Ресурсоэффективность в Республике Татарстан, № 10, 2006 г., ст р. 23-25.