

**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

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

**Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложнённых содержанием механических примесей в продукции на К... нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)**

УДК 622.276.7(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Бочаров Евгений Олегович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим А.А.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г-м.н.		

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

---

Институт ИПР  
Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело  
Кафедра ГРНМ

УТВЕРЖДАЮ:  
Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б37	Бочарову Евгению Олеговичу

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложнённых содержанием механических примесей в продукции на К... нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом ректора (дата, номер)	
-------------------------------------------	--

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
------------------------------------------	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования является К... месторождение. Исходные данные к работе: -Пакет геологической и геофизической информации по К... нефтегазоконденсатному месторождению; -Научно-технические журналы, статьи из иностранных конференций; -Фондовая и периодическая литература; -Общепринятые ГОСТы и стандарты
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	-Проявление механических примесей -Особенности геолого-промысловых условий К... нефтегазоконденсатного месторождения. -Методы борьбы с механическими примесями -Финансовый менеджмент. -Социальная ответственность.

<b>Перечень графического материала</b>	-
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Социальная ответственность</b>	<b>Грязнова Е.Н.</b>
<b>Финансовый менеджмент</b>	<b>Вазим А.А.</b>
<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б37	Бочаров Евгений Олегович		

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 90 с., 18 рис., 12 табл., 25 источников.

Ключевые слова: пласт, коллектор, скважина, механические примеси, песчаник, фильтр.

Объектом исследования являются К... нефтегазоконденсатное месторождение.

Цель работы – анализ существующих методов борьбы с механическими примесями в продукции скважин, и определение целесообразности тех или иных методов с технологической и экономической точки зрения и определение возможности внедрения некоторых из них на К... НГКМ.

В процессе исследования проводился анализ имеющихся данных, на основе которых была определена целесообразность внедрения технологии крепления призабойной зоны скважины методом закачки цементно-песчаной смеси.

В результате исследования было выявлено, что крепление призабойной зоны скважины методом закачки цементно-песчаной смеси экономически целесообразно.

В процессе выполнения работы были использованы программы: Microsoft Word 2016, Microsoft Excel 2016.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение

ГРП – гидравлический разрыв пласта

КВЧ – количество взвешенных частиц

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ППД – поддержание пластового давления

КИН – коэффициент извлечения нефти

ПЗП – призабойная зона пласта

ВИР – водоизоляционные работы

НГДУ – нефтегазодобывающее управление

СЭМ – сканирующая электронная микроскопия

ГОСТ – государственный стандарт

ЧС – чрезвычайная ситуация

СИЗ – средства индивидуальной защиты

СКЗ – средства коллективной защиты

ТБ – техника безопасности

ФОТ – фонд оплаты труда

ЗП – заработная плата

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	7
1 Проявление механических примесей.....	9
1.1 Осложнения при добыче углеводородов, связанных с образованием механических примесей.....	9
1.2 Природа возникновения механических примесей.....	10
1.3 Особенности геолого-промысловых условий К... нефтегазоконденсатного месторождения .....	12
1.4 Литолого-петрографическая характеристика свойств пород продуктивных пластов.....	21
1.5 Анализ текущего состояния разработки К... нефтегазоконденсатного месторождения .....	23
2 Борьба с механическими примесями на К... месторождении.....	28
2.1 Последствия проявления механических примесей .....	28
2.2 Механизмы борьбы с проявлением механических примесей .....	29
2.3 Методы борьбы с механическими примесями.....	30
2.3.1 Химические методы.....	31
2.3.2 Физико-химические методы .....	36
2.3.3 Механические методы .....	38
2.3.4 Технологические методы .....	50
2.4 Расчёт параметров процесса крепления пласта .....	54
2.5 Возможность внедрения технологий на К... нефтегазоконденсатном месторождении .....	59
3. Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	64
3.1 Расчёт экономической эффективности методов борьбы с механическими примесями .....	64
4 Социальная ответственность .....	71
4.1 Производственная безопасность .....	71
4.1.1 Анализ вредных производственных факторов.....	73
4.1.2 Анализ опасных производственных факторов.....	78
4.2 Экологическая безопасность.....	81
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
Заключение .....	88
Список литературы .....	89

## **ВВЕДЕНИЕ**

Поздняя стадия разработки нефтяного месторождения обычно сопровождается значительным обводнением добываемой скважинной продукции. Для того, чтобы поддерживать уровень добычи нефти, необходимо увеличивать дебиты скважин, что неизбежно приводит к большим скоростям фильтрации, которые способствуют срыву и выносу механических примесей из слабоцементированных коллекторов призабойной зоны по причине разрушения стенок трещин и поровых каналов. При этом эрозия коллектора будет постоянной из-за непрерывного уноса из него в скважину обломков и частиц эродированной породы. Усиление данных процессов объясняет распространённый эффект – повышенный вынос количества взвешенных частиц (КВЧ) при забойном давлении ниже давления насыщения.

Происхождение механических частиц в насосном глубинном оборудовании весьма разнообразно. Большая их часть – частицы, которые выносятся из пласта в процессе эксплуатации скважин, однако при этом часть мехпримесей имеет непластовое происхождение: это могут быть продукты коррозии глубинного оборудования и частицы, вносимые в скважину по причине проведения ремонта и различных геолого-технических мероприятий; твёрдые нерастворимые частицы, содержащиеся в жидкости глушения, или остатки и осколки пропанта после проведения ГРП. Также это могут быть продукты, которые образовались путём взаимодействия химически несовместимых перекачиваемых жидкостей. Процентный состав мехпримесей скважинной продукции, определяется преобладанием частиц пластового происхождения.

Механические примеси как осложняющий фактор эксплуатации всего скважинного оборудования при механизированной добыче нефти оказывает очень серьёзное, пагубное воздействие. В первую очередь, это отказы глубинного насосного оборудования по причине засорения. Так же это не только износ самого насосного оборудования, но и всего, что его окружает внутри скважины. И если первая группа последствий в большинстве случаев может

поддаваться профилактике, то износ оборудования можно лишь снизить или замедлить. Методы борьбы с проявлением механических примесей можно условно разделить на механические и химические. Данная проблема актуальна для месторождений, находящихся на поздней стадии разработки, в частности, для выбранного мной объекта исследования К... нефтегазоконденсатного месторождения.

Целью данной работы является анализ существующих методов борьбы с механическими примесями в продукции скважин, и определение целесообразности тех или иных методов с технологической и экономической точки зрения и определение возможности внедрения некоторых из них на К... НГКМ.

Основные задачи работы: освещение и анализ природы происхождения механических примесей, их последствий и методов борьбы ними; анализ технологической эффективности методов борьбы и проведение экономических расчётов наиболее эффективных из них с целью определения рентабельности их применения. По окончании поставленных задач можно будет судить о том, насколько эффективно и целесообразно применение тех или иных методов борьбы с механическими примесями на К... НГКМ.



# 1 ПРОЯВЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

## 1.1 Осложнения при добыче углеводородов, связанных с образованием механических примесей

Механические примеси представляют собой твердые частицы, которые содержатся в пластовом флюиде и входят в состав отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования. Повышенные уровни механических примесей в продукции скважин — один из ключевых осложняющих механизированную добычу факторов. Данный фактор вызывает ряд осложнений, связанных как с нарушением работы насосов и выхода их из строя, так и различные проблемы при работе скважины – засорение забоя, образование песчаных пробок и т.д.

Что касается непосредственно установок электроцентробежных насосов (УЭЦН), то мехпримеси являются главной причиной выходов из строя и образования дефектов конструкции насосов. Обычно принято считать, что более крупные частицы вызывают заклинивание насоса, а мелкие частицы – вибрацию и повышенный абразивный износ. Исходя из известных статистических данных, которые были собраны за последние несколько лет для различных месторождений (см. таблицу 1), большая часть поломок центробежных насосов от мехпримесей значительно превышает влияние других факторов, главные из которых, это солеотложения и коррозия.

Таблица 1 – Основные причины отказов УЭЦН

Причина отказа	Доля в процентах от общего числа
механические примеси	35-50
коррозия	20-25
солеобразование	15-20

Осложнения так же возникают, как говорилось ранее, при работе скважины, в частности это может быть снижение гидродинамических характеристик скважины за счет кольматации призабойной зоны пласта и

засорения забоя скважины с образованием песчаных пробок. При значительных скоростях фильтрации мелкие механические частицы движутся вместе с фильтрующимся флюидом, вследствие чего закупориваются поровые каналы в призабойной зоне пласта.

## **1.2 Природа возникновения механических примесей**

В процессе эксплуатации нефтегазовых месторождений, пласты которых представлены рыхлыми, слабосцементированными породами, происходит разрушение призабойной зоны пласта и поступление на забой скважины продуктов разрушения, что вызывает значительные осложнения.

Природа происхождения механических примесей в скважинной продукции различна. В основном это песок слабосцементированного коллектора. Имеет место избирательный характер разрушения слабосцементированных песчаников, обусловленный образованием высокопроницаемых каналов вдоль трещин, развитых в продуктивном пласте по вертикали и вдоль плоскостей напластования слоев.

Так же это могут быть продукты коррозии скважины и скважинного оборудования, пропант и продукты разрушения породы после проведения гидравлического разрыва пласта. На заключительной стадии ГРП в стволе скважины обязательно остается определенное количество пропанта, не закачанного в пласт расклинивающего агента. Объем его может колебаться от сотен килограммов до десятка тонн.

Самые значительные выносы мехпримесей, приводящие к отказам скважинного оборудования порядка 80% приходятся на вновь введенные скважины из бурения, после забуривания второго ствола, проведения подземного ремонта и ГРП.

Механизмы, которые могут вызывать отделение песка от основной породы коллектора и его дальнейший вынос, наряду с вышеперечисленными факторами обычно следующие:

- Прорыв воды;

- Превышения максимально допустимой депрессии на забое скважины;
- Аномальное распределение вертикальных стрессов в пласте;
- Изменения перепадов давления на забое скважины, в результате внезапных и частых остановок эксплуатируемой скважины;
- Истощение пласта.

Условно причины разрушения коллектора и выноса механических примесей можно разделить на три группы, в зависимости от условий их происхождения: геологические (особенность залегания продуктивного пласта, литология), технологические (условия вскрытия продуктивных пластов и условия эксплуатации скважин) и технические (конструкция забоя).

К геологическим причинам разрушения коллектора можно отнести пластовое давление и, соответственно, глубину залегания пласта, горизонтальную составляющую горного давления, сцементированность породы пласта, её уплотнённость и естественную проницаемость; фазовое состояние и характер добываемого флюида; характеристику пластового песка (угловатость, глинистость); проникновение подошвенных вод в залежь и последующее растворение цементирующего материала; длительность выноса песка.

К технологическим причинам можно отнести величину репрессии и депрессии на пласт; дебит эксплуатируемой скважины; ухудшение естественной проницаемости, т.е. скин-эффект; фильтрационную нагрузку и нарушение капиллярного сцепления пластового песка.

К техническим можно отнести конструкцию забоя скважины и его поверхность, через которую происходит фильтрация (открыты или закупорены перфорационные каналы, интервал вскрытия пласта и т.д.).

Основной измеряемой характеристикой механических примесей является количество взвешенных частиц (КВЧ) в мг/л. Среди основных факторов, определяющих величину концентрации примесей, традиционно выделяют следующие:

- 1) Глубина залегания пласта и пластовое давление;

- 2) Проницаемость пласта;
- 3) Физико-химические свойства добываемой жидкости;
- 4) Обводнённость;
- 5) Плотность перфорации;
- 6) Дебит скважины;
- 7) Плотность перфорации;
- 8) Депрессия;
- 9) Тип рабочей жидкости, используемой в процессе ремонтно-восстановительных работ.

Обобщив данную информацию, можно сделать вывод, что причины возникновения механических примесей в продукции скважины слагаются из геологических условий, степени цементированности пород пласта, и проведения технологических операций (бурение, ГРП, введение в эксплуатацию и т.д.).

### **1.3 Особенности геолого-промысловых условий К... нефтегазоконденсатного месторождения**

К... нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений нефти и газа (рисунок 1).

Геологический разрез К... месторождения представлен песчано-глинистыми отложениями мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, которые подстилаются метаморфизованными породами палеозойского складчатого фундамента.

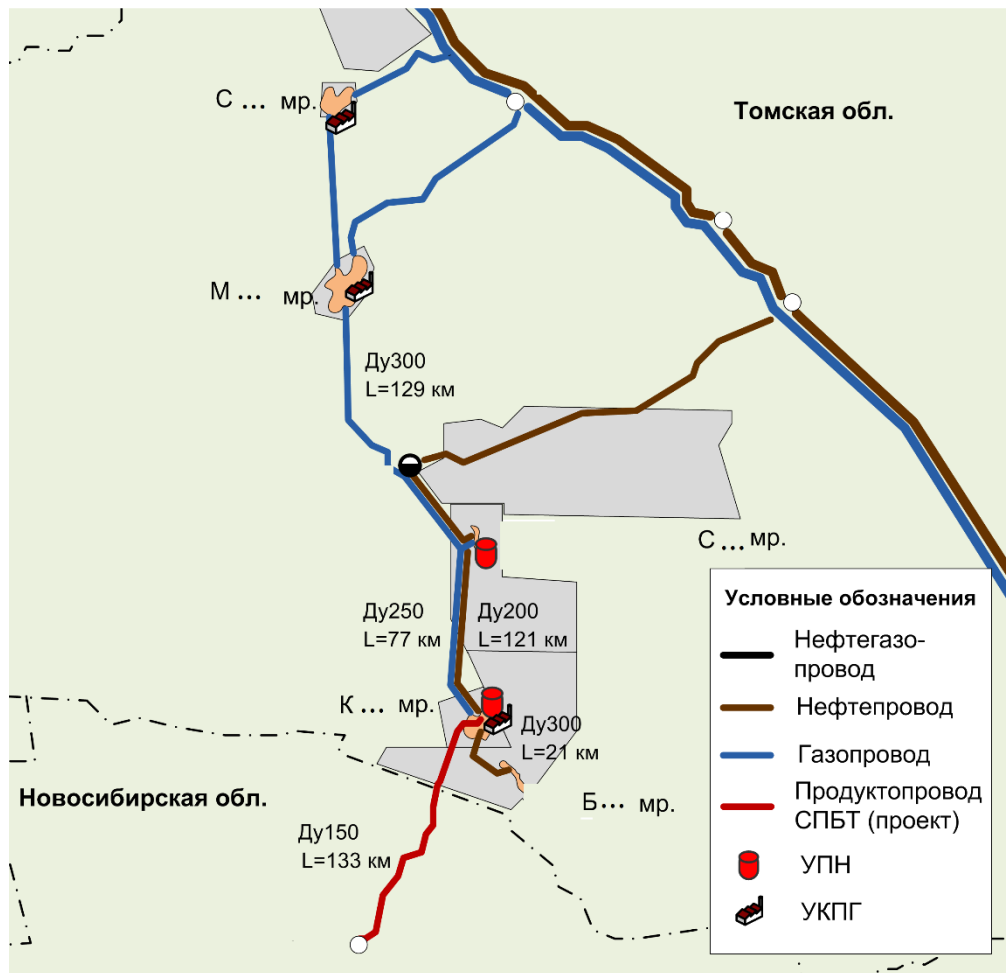


Рисунок 1 – обзорная схема К... НГКМ

### 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. 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. 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.

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

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. 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>2</sup> сложен светло-серыми, слабослюдистыми, мелко–среднезернистыми крепкосцементированными 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 полименеральный, 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>3km</sub>).**

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. Толщина баженовской свиты в пределах К... 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. 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 К... месторождении породы кайнозойского возраста, которые с размывом залегают на мезозойском комплексе отложений. Общая мощность кайнозойских отложений может достигать 200 м.

Промышленная нефтегазоносность Томской области связана с терригенными отложениями сеномана, нижнего мела, юры и коры выветривания фундамента. Глубины залегания продуктивных отложений изменяются от 1200м до 3200м. Самым перспективным здесь является юрский нефтегазоносный



комплекс, в котором обнаружены 84 месторождения, приуроченные к верхнеюрским пластам васюганской свиты и 16 месторождениям средне-нижнеюрских пластов тюменской свиты. Основным является К... нефтегазоконденсатное месторождение, в котором по результатам проведенных поисково-разведочных работ и испытаниям скважин установлена продуктивность 5 пластов следующих отложений:

- Васюганская свита (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>);
- Тюменская толща (пласты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub>).

Ниже приводится краткое описание залежей нефти, газа, конденсата и характеристик неоднородности по подсчетным объектам сверху вниз по разрезу (рисунок 2).

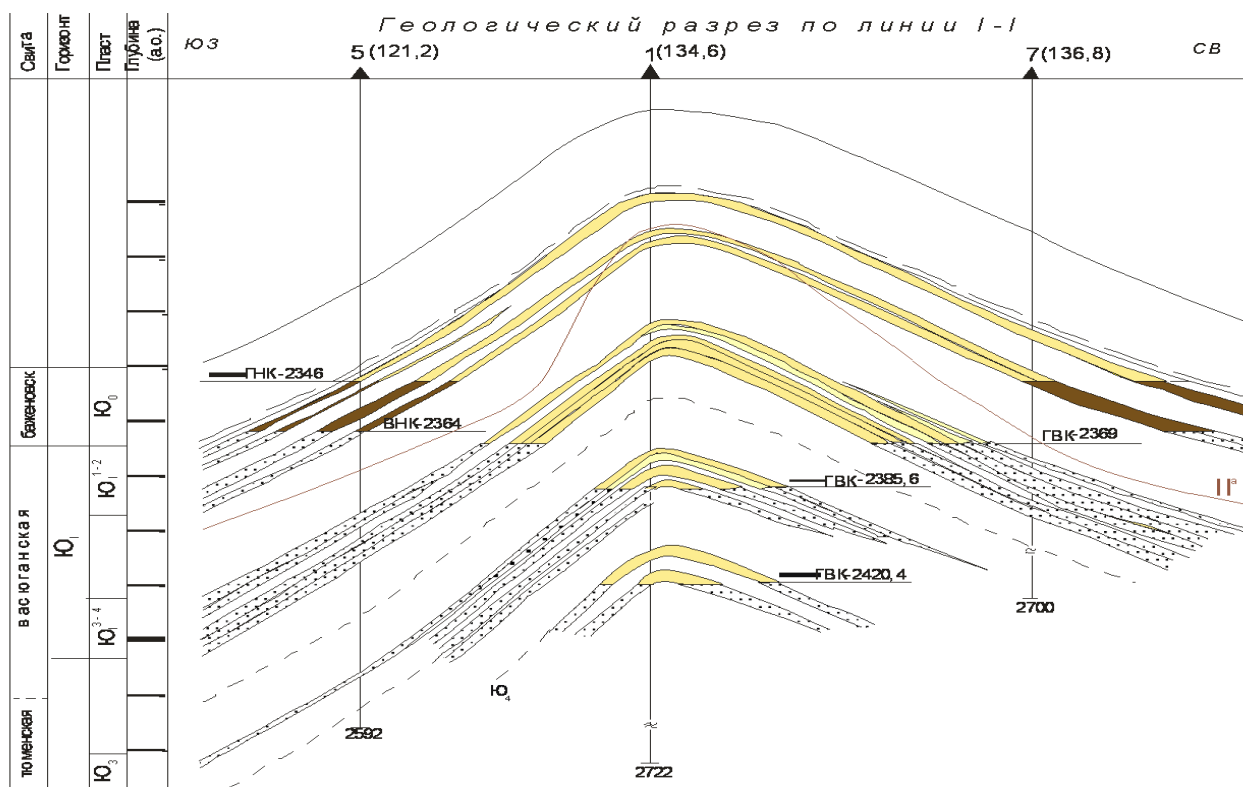


Рисунок 2 – Геологический разрез К... нефтегазоконденсатного месторождения по линии I-I

На рисунке 3 показано расположение кустовых площадок на К... НГКМ.

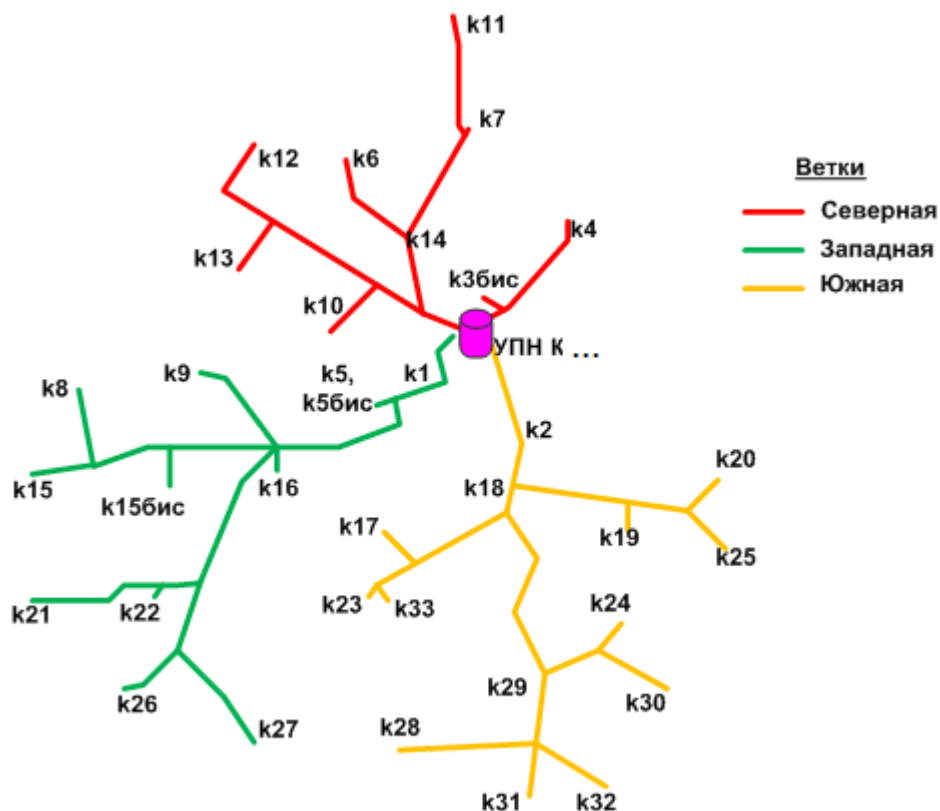


Рисунок 3 – схема расположения кустовых площадок К... НГКМ

### Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

На месторождении пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> вскрыт всеми скважинами и является одним из первоочередных объектов промышленной разработки месторождения. Согласно результатам подсчета запасов, залежь в пласте принята нефтяной.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> залегает на абсолютных глубинах -2277-2473м. Продуктивность установлена во всех скважинах, за исключением трех скважин 8, 5 и 4 попавших в зону глинизации пласта. Залежь пластово-сводовая, литологически экранированная, связанная с локальными размывами отложений васюганской свиты в период формирования пород кимериджского возраста.

Общая толщина пласта изменяется от 2.9м до 5.5м. Средняя эффективная толщина – 3.6м, нефтенасыщенная – 3.6м (графические приложения №№ 3, 4).

Породы пласта представлены песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов. Песчаники характеризуется достаточно высокой выдержанность и

большим площадным распространением. Коэффициент расчлененности 1.56, песчаности – 0.92.

### **Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>**

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> надугольной пачки васюганской свиты является основным нефтегазоносным объектом в районе работ. По результатам подсчета запасов принята пластово-сводовая залежь, имеющая нефтяную оторочку и газовую шапку с двумя куполами – основной и северо-западный. По результатам опробования скважин в пределах всего пробуренного фонда получен безводный приток нефти и газа. Абсолютные глубины залегания пласта меняются в диапазоне от -2289 до -2503м.

Общая толщина пласта варьирует в диапазоне от 6м до 13м. В пределах газовой шапки средняя эффективная толщина равна средней эффективной газонасыщенной толщине составляет 3.3 м (основной купол), 3 м (северо-западный купол). По нефтяной оторочке средняя эффективная и эффективная нефтенасыщенная толщина имеет значение 4.6 м.

Неоднородность пласта зависит от условий осадконакопления и вторичных процессов преобразования, протекающих в недрах. Породы пласта представлены песчаниками, алевролитами с прослоями аргиллитов. Коэффициент песчаности изменяется от 0.26 до 1д.ед., со средним значением 0.54д.ед. Коэффициент расчлененности равен 2.

### **Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>**

Вниз по разрезу залегает продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> на абсолютных глубинах -2318 -2536м. На месторождении продуктивность установлена в одной залежи газа. Между собой пласты Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>4</sup> разделены глинистым разделом, толщина которого в среднем составляет 2 м, а в некоторых скважинах и вообще отсутствует, в связи с этим имеются окна слияния, поэтому пласты объединили в единый гидродинамически связанный объект.

Общая толщина пласта изменяется от 19 м до 24 м. Среднее значение эффективной толщины пласта равно 12.4 м, газонасыщенной – 10.2 м.

Пласт обладает довольно высокой неоднородностью. Максимальное значение расчлененности равно 15. Песчаность разреза пласта Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> по площади колеблется от 0.48 до 0.79 д.ед. Среднее значение песчаности по пласту – 0.64.

#### **Пласт Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub>**

В среднеюрских пластах Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> установлены небольшие газовые пластово-сводовые залежи, которые по результатам испытания подтверждаются лишь скважиной №1.

По всем остальным скважинам притока либо не получено (пласт Ю<sub>3</sub> скв.2), либо получена вода – скважина №2 (2.7 м<sup>3</sup>/сут.). Все остальные скважины попали в законтурную область.

Залежь пласта Ю<sub>3</sub> имеет размеры 1х2.5 км и амплитуду 18.2м. Абсолютная отметка залегания пласта составляет -2367-2497 м.

Эффективные толщины по скважинам изменяются от 5 до 5.4 м. Средняя газонасыщенная толщина составляет 5.4 м.

Пласт Ю<sub>4</sub> залегает на абсолютных глубинах -2407 -2580м. На месторождении залежь имеет размеры 0.5 км с запада на восток и 1.5 км с севера на юг, высота залежи 12.8 м. Площадь газоносности пласта Ю<sub>4</sub> равна 0.755 км<sup>2</sup>.

Пласты характеризуются довольно частым изменением толщин песчано-глинистого материала, связанного в основном с континентальными условиями осадконакопления и приуроченными к русловым типам коллекторов. Коэффициент расчлененности по пластам Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4</sub> составляет 3. Коэффициент песчаности изменяется от 0.58(Ю<sub>3</sub>) до 0.46(Ю<sub>4</sub>).

Пласты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> К... месторождения существенно не доразведаны и пока являются второстепенными объектами. Все запасы пласта оценены по категории С<sub>2</sub>.

## 1.4 Литолого-петрографическая характеристика свойств пород продуктивных пластов

Для изучения структурно-минералогических особенностей строения продуктивных пластов месторождения выполнены следующие виды исследований:

- макроскопическое описание керна, включая его полное фотографирование при естественном освещении;
- карбонатометрия с определением содержания нерастворимого остатка, кальцита и доломита;
- гранулометрический анализ;
- петрографическое исследование в шлифах.

Продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> сложен средне-мелкозернистыми песчаниками часто с примесью грубозернистого материала. Песчаники имеют горизонтально-волнистую слоистость, подчеркнутую глинистым материалом и углефицированным растительным детритом.

Петрографическое изучение показало, что пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> сложен песчаниками двух типов:

1. Субаркозовые песчаники с поровым карбонатным и каолинитовым цементом;
2. Субаркозовые песчаники с регенерационным кварцевым и поровым каолинитовым цементом.

Песчаники первого типа характеризуются более низкими фильтрационно-емкостными свойствами. Открытая пористость 2.4-8%, абсолютная газопроницаемость составляет обычно первые единицы мД, реже, на участках выщелачивания, до 80 мД.

Песчаники с регенерационным кремнистым и поровым каолинитовым цементом имеют пористость 15-23% и проницаемость сотни мД (до 1330 мД).

Основные породообразующие компоненты кварц, полевые шпаты, обломки пород. Преобладает кварц - 50%, содержание полевых шпатов – 28%,

обломков пород – 22%. Количество глинисто-карбонатного цемента составляет 2-8%. Песчаники пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> сильно карбонатизированные, низкоглинистые. Суммарное содержание мелкого алеврита и глины составляет не более 9%, в среднем – около 5%. Гранулометрический состав песчаников пласта Ю11 характеризуется содержанием среднепсаммитовой фракции 17-35%, мелкопсаммитовой – 47-64%.

Продуктивный пласт Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> сложен главным образом мелкозернистыми алевритистыми песчаниками с редкими прослоями алевроглинистых пород. В разрезе, вскрытом 10 и 11 скважинами, в кровле пласта отмечены среднезернистые и мелко-среднезернистые разности песчаников, имеющие наиболее высокие фильтрационно-емкостные характеристики.

Песчаники пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> относятся к группе полевошпат-кварцевых литокластических граувакк. В минеральном составе преобладают обломки пород (в среднем 35-40%). Среди обломков пород отмечены продукты разрушения кристаллических пород фундамента: кварциты, кристаллические сланцы, кислые эффузивы и литокласты глинистых и глинисто-карбонатных пород. Содержание кварца не превышает 35%, плагиоклазов – 25%. Цемент полиминеральный, глинистый, содержание его составляет 5-16%.

Основная часть пласта Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> сложена однородными мелкозернистыми песчаниками буровато-серого цвета со значительной долей глинистого материала (до 20%). Содержание мелкопесчаной фракции составляет 40-45%, крупноалевритовой 25-30%, мелкоалевритовой и глинистой 20-25%.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup> представлен светло-серыми мелкозернистыми крепко сцементированными полимиктовыми песчаниками с примесью среднезернистого материала. Песчаники чередуются с прослоями алевролитов и аргиллитов. Песчаники характеризуются порово-пленочным типом цементации. Цемент каолиновый с гидрослюдой. Песчаники обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Пористость меняется от 7 до 23 %, проницаемость – от единиц до 800 мД.

Пласты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>4</sub> представлены (по описанию керна поисковой скважины №1) переслаиванием крепко сцементированных мелкозернистых кварц-полевошпатовых песчаников, алевролитов различной степени глинизации и аргиллитов.

На основании данной информации можно сделать вывод, что проблема проявления механических примесей на К... НГКМ актуальна, так как главные работающие пласты сложены преимущественно средне и мелко зернистыми песчаниками с незначительной долей естественных цементирующих пород. В связи с этим вероятность выноса песка в результате размывания призабойной зоны пласта, разрушение пород породы в результате работы скважины, и проведении различных операций очень высока.

### **1.5 Анализ текущего состояния разработки К... нефтегазоконденсатного месторождения**

На 01.01.2011 г. на К... месторождении добыча нефти за все время разработки (2004-2010 гг.) велась из 42 скважин. На 01.01.2011 г. из К... месторождения добыто 978,7 тыс. т, 982,3 тыс. т жидкости, 550,1 млн. м<sup>3</sup> газа.

Добыча нефти проводилась из двух эксплуатационных объектов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Состояние добывающего фонда скважин на 01.01.2011 г. приведено на рисунке 4.

По объектам I и II (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) были выполнены 2 основных варианта разработки (1 вариант на естественном режиме, 2 – с обратной закачкой газа в течение первых 20 лет с последующим переходом на режим истощения) и 5-ть дополнительных варианта: для Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – с различной плотностью скважин от 25 до 300 га/скв. (1 вариант с заводнением и 4 с закачкой газа), для Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> – 2 (с применением внутриконтурного и барьерного заводнения).

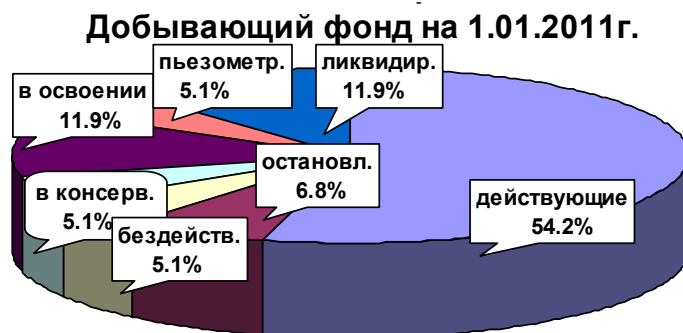


Рисунок 4 – Состояние фонда скважин К... месторождения на 01.01.2011 г.

Для III объекта (газоконденсатные пласты Ю<sub>1</sub><sup>3-4</sup>, Ю<sub>3</sub>, Ю<sub>4-5</sub>) был рассчитан вариант разработки в режиме истощения двумя наклонно-направленными скважинами.

В таблице 2 приведены основные показатели разработки К... нефтегазоконденсатного месторождения.

Таблица 2 - основные показатели разработки по отбору нефти и газа К... НГКМ

годы	Добыча нефти тыс. т		Темп отбора НИЗ, %	Обор НИЗ, %	КИН, д. ед.	Добыча жидкости тыс. т	
	Годов.	Накопл.				Годов.	Накопл.
2004	13,1	13,1	0	0,0	0,000	13,1	13,1
2005	24,2	37,3	0,1	0,1	0,001	24,2	37,3
2006	23,2	60,5	0,1	0,2	0,001	23,2	60,5
2007	29,5	90	0,1	0,3	0,002	29,5	90,0
2008	28,4	118,5	0,1	0,4	0,002	28,4	118,5
2009	270,6	389,1	1,0	1,4	0,007	270,7	389,1
2010	589,6	978,7	2,1	3,4	0,017	593,2	982,3

Прогноз технологических показателей на полное развитие до 2033 года сделан для трех вариантов разработки: в режиме истощения, с поддержанием давления нагнетанием воды (заводнение), с поддержанием давления нагнетанием газа (газовая репрессия).

### Вариант 1

*Разработка в режиме истощения.* Расчет разработки в режиме истощения, газовая шапка не разрабатывается. Эксплуатационные скважины



размещаются равномерно по треугольной сетке с плотностью 700x700 м (49 га/скв.) в разбуренной зоне.

Фонд добывающих нефтяных скважин составляет 218 единиц. Ввод скважин проводится с 2009 по 2018 гг. Первоначально скважины пускаются в работу на фонтане при давлении на устье не ниже 2,5 МПа.

После того, как скважины останавливаются из-за невозможности соблюдения это условие, они переводятся на газлифтную эксплуатацию с давлением на забое не ниже 4,0 МПа.

Суммарная добыча нефти за расчетный период составила 4 930,6 тыс. т, КИН – 0,212.

### **Вариант 2**

*Разработка с ППД нагнетанием воды.* Расчет разработки при поддержании пластового давления путем нагнетания воды в пласт и попутного газа в газовую шапку. Размещение скважин трехрядное (три ряда добывающих и один нагнетательный, по треугольной сетке 700x700 м) с плотностью сетки скважин 49 га/скв. в разбуренной зоне.

Фонд добывающих нефтяных скважин составил 178 ед., водонагнетательных – 44 ед., газонагнетательных – 11 ед.

Добывающие скважины, как предполагалось, могли эксплуатироваться на фонтане при давлении на устье не ниже 2,5 МПа. Нагнетательные – с расходом не более 330 м<sup>3</sup>/сут. и давлением на забое не более 27,5 МПа. Одновременно ведется закачка всего попутного газа в газовую шапку.

Суммарная добыча нефти за расчетный период составила 5 310,2 тыс. т, КИН – 0,228.

### **Вариант 3**

*Разработка с ППД нагнетанием газа (газовая репрессия).* Расчет разработки при поддержании давления нагнетанием газа.

Считалось, что при вытеснении нефти газом получают более высокие коэффициенты вытеснения и коэффициенты извлечения нефти, особенно в

коллекторах с низкой проницаемостью.

Однако, чаще всего, более высокие КИН достигаются при вытеснении нефти газом только в условиях, когда благоприятным фактором являются процессы взаимного растворения УВ флюидов.

В пользу закачки газа говорит и то обстоятельство, что на К... месторождении имелся еще один объект - залежь «летучей» нефти в пласте Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, содержащая большие ресурсы растворенного газа, которые при случае могли быть задействованы для закачки.

Схема размещения скважин также, как и в предыдущих вариантах трехрядная 700x700 м с плотностью 49 га/скв.

Фонд добывающих нефтяных скважин 174 ед., газонагнетательных для нагнетания газа в нефтяную залежь с целью поддержания пластового давления и вытеснения нефти 44 ед.

Добывающие скважины работают на фонтане при давлении на устье не ниже 2,5 МПа. Нагнетательные газовые скважины работают с давлением на забое не более 27,5 МПа. Нагнетание газа планировалось начать с 2012 г.

Последний вариант был рекомендован для реализации.

Проектный фонд скважин на оба пласта – 42 скважины (39 добывающих и 3 нагнетательных), фактический – 40 (38 добывающих и 2 нагнетательных).

В таблице 3 приведено сравнение проектных и фактических показателей разработки по объекту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> К... месторождения.

На рисунке 5 изображён график, показывающий разницу между проектными показателями добычи и фактическими на К... НГКМ.

Таким образом, технологические показатели разработки пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> К... месторождения заметно опережают их проектные значения. Фактическая накопленная добыча нефти превышает проектные показатели на 34,7%, газа на 26,1%.

Таблица 3 - Сравнение проектных и фактических показателей разработки по объекту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> К... месторождения

показатели	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>		Ю <sub>1</sub> <sup>2</sup>	
	проект	факт	проект	факт
Накопленная добыча нефти, тыс.т	293,3	390,9	436,3	587,8
Накопленная добыча нефтяного газа, млн м <sup>3</sup>	258,1	344,8	162,7	205,3
Накопленная добыча жидкости, тыс. т	294,4	391,5	436,7	590,8

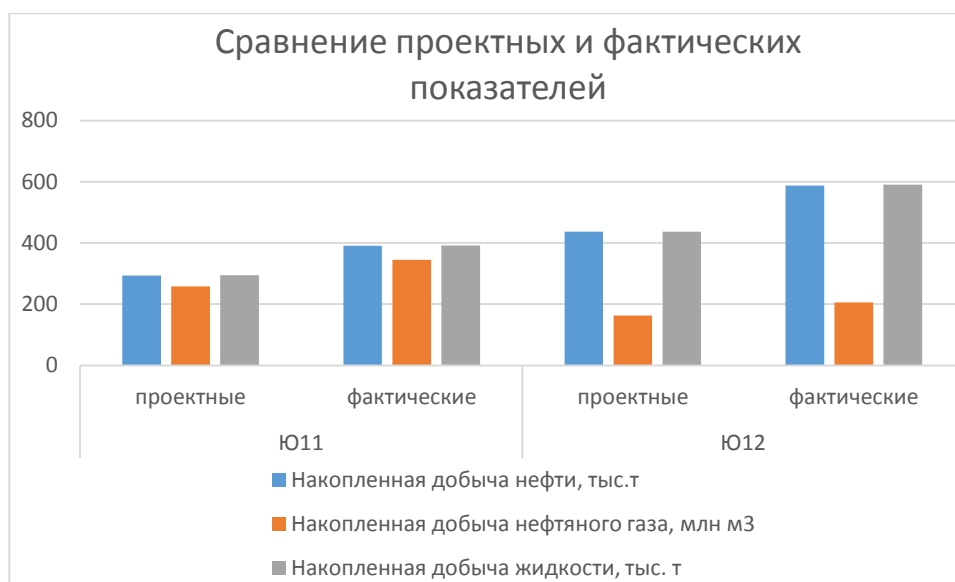


Рисунок 5 – Сравнение проектных и фактических показателей К... НГКМ

## **2 БОРЬБА С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ НА К... МЕСТОРОЖДЕНИИ**

### **2.1 Последствия проявления механических примесей**

Повышенные уровни механических примесей в продукции скважин — один из ключевых осложняющих механизированную добычу факторов. Самым печальным образом его воздействие сказывается на узлах УЭЦН. Эксплуатация УЭЦН в скважинах, пласты которых сложены слабосцементированными и рыхлыми песчаниками, сопровождается разрушением пласта и поступлением жидкостно-песчаной смеси в насос. При содержании песка в откачиваемой жидкости до 1% в течении 10 – 15 суток полностью выходят из строя торцевые поверхности рабочих колос, ступицы, уплотнения, текстолитовые шайбы, пята, вал. Интенсивный вынос песка ведет так же к образованию песчаных пробок и полному прекращению подачи.

Мехпримеси способствуют снижению гидродинамических характеристик скважины за счет кольматации призабойной зоны пласта и засорения забоя скважины. Засорение, увеличение вибрации и более интенсивный износ ЭЦН с порчей дорогостоящего оборудования приводит к трудоемким и дорогим ремонтам как скважин, так и самих установок, а в итоге — к значительным финансовым потерям и простоям скважин. Осложнения при выводе скважины на режим обусловлены большим содержанием КВЧ в начальный период работы после подземного ремонта или ГРП - от 200 до 10000 мг/л. Это часто превышает паспортные характеристики насосов, даже износостойкого исполнения. Механические частицы, проходя через рабочие органы СШН, производят абразивную работу, являются основной причиной заклинивания плунжеров в цилиндре, обрыва штанг, отказа клапанных пар, забивают фильтр насоса.

На Рисунке 6 показаны последствия и проблемы, связанные с выносом механических примесей.

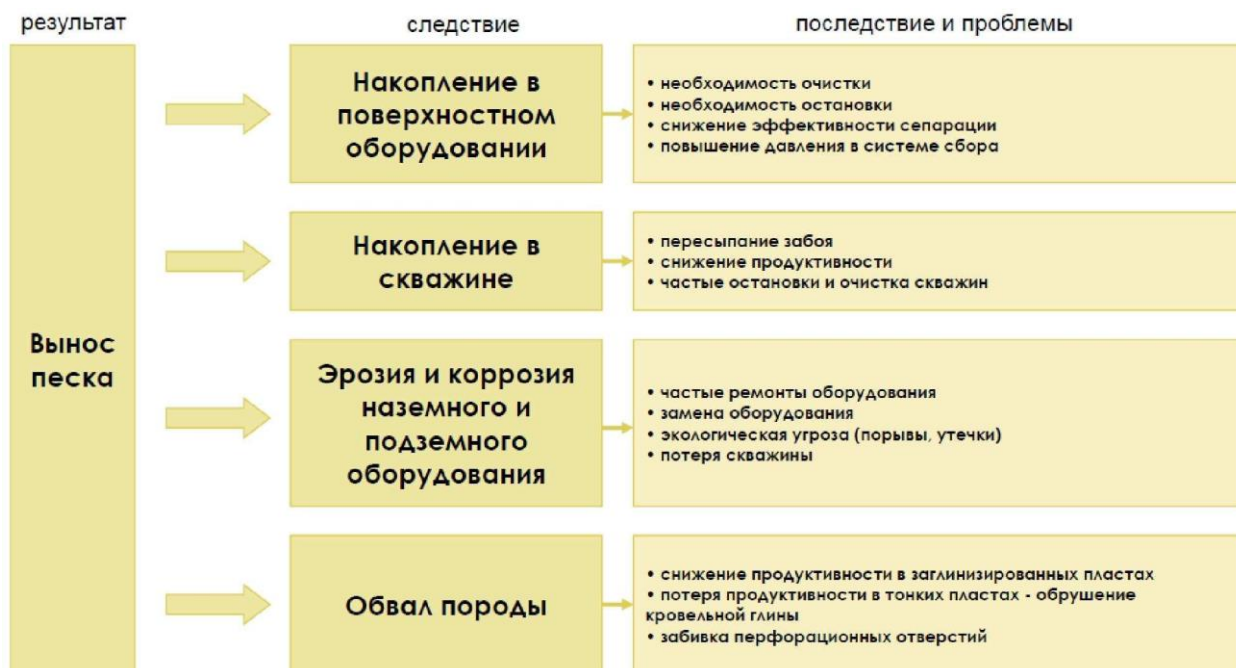


Рисунок 6 – Последствия выноса механических примесей

## 2.2 Механизмы борьбы с проявлением механических примесей

Существует две группы технологий эксплуатации нефтяных скважин с пескопроявлением: технологии, которые позволяют работать с механическими примесями, и технологии, направленные на предотвращение или снижение выноса механических примесей [1].

К первой группе относятся технологии обеспечения условий выноса механических примесей (уменьшение отборов, снижение обводнённости и т.д.) и технологии, основанные на использовании износостойкого насосного оборудования. Методы борьбы с пескопроявлением подразделяются на

- Технологические (специальное исполнение насосного оборудования);
- Химические (использование химических реагентов для крепления призабойной зоны пласта);
- Физико-химические (коксовые);
- Механические (фильтры).

Далее будут более подробно описаны вышеупомянутые способы борьбы с проявлением механических примесей.

## 2.3 Методы борьбы с механическими примесями

Крепление призабойной зоны пласта включает как физические, так и физико-химические методы борьбы с механическими примесями, и служит для ограничения выноса твёрдых частиц из пласта не в скважине, а непосредственно в призабойной зоне.

Успешное применение технологии значительно, иногда в несколько раз, снижает количество твёрдых частиц, выносимых из пласта, что в ряде случаев позволяет отказаться от использования других технологий защиты насосного оборудования (фильтры, износостойкие насосы).

В то же время, нельзя не отметить, что использование данной технологии имеет ряд недостатков, а именно, высокую стоимость реагентов для крепления пласта и высокую стоимость проведения самих работ, имеющиеся технологические ограничения, неизбежное увеличение времени ремонта скважины, снижение (в большинстве случаев) продуктивных свойств коллектора. Основные методы крепления призабойной зоны пласта приведены в таблице 4

Таблица 4 – Основные методы крепления призабойной зоны пласта

Метод	Механизм (способ) крепления ПЗП	Результат
Химический	Искусственное закрепление горных пород вяжущими и цементирующими веществами: синтетическими смолами, цементом с различными добавками, силикатами.	Снижение проницаемости продуктивного пласта на 20-30%
Физико-химический	-закачка крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта. -методы закрепления породы путём коксования нефти в призабойной зоне пласта, обработки призабойной зоны химреагентами с последующей термической обработкой, проведение гидроразрыва пласта с последующим закреплением.	Более эффективно при добыче тяжёлой высоковязкой нефти.

#### Продолжение таблицы 4

Механические методы и их комбинации	Противопесочные фильтры различных типов и конструкций: сетчатые, спиральные, щелевые, проволочные и другие, спускаемые на колонне труб, а также гравийные фильтры, намываемые с поверхности или подвесные.	Со временем в результате перемещения частиц к забою скважины происходит кольматация фильтра, что приводит к снижению продуктивности пласта.
-------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

#### 2.3.1 Химические методы

Химические методы укрепления ПЗП основаны на образовании системы «песок-твердый полимер» в слабосцементированном коллекторе за счет адгезии фрагментов полимера на границе между частицами песка. Обработка скважин составами на основе синтетических смол требует мало времени и относительно низких затрат.

Известны разные составы и технологии для ограничения и ликвидации выноса песка в нефтяных и газовых скважинах на основе полимерных смол: фурановых, эпоксидных, карбаминоформальдегидных, фенолоформальдегидных, уретановых смол, а также кремнийорганических соединений [2].

**Составы на основе кремнийорганических соединений** используются для закрепления песка в слабосцементированном коллекторе, но основная область применения составов – проведение водоизоляционных работ (ВИР). Сущность применения кремнийорганических соединений для проведения ВИР заключается в способности соединений подвергаться гидролизу с образованием геля кремневой кислоты. Эти гели обладают высокой температурной

устойчивостью, но их образование происходит в полном поровом объеме пласта, в результате снижая его проницаемость.

Промысловые испытания данной технологии проводились на скважинах Северного моря. Осложнения в скважине заключались в недостижении потенциала по дебиту нефти из-за перспективы выноса песка (2,5 тыс. м /сут, при потенциале 6 тыс. м /сут при толщине перфорированного интервала 35 м и обводненности менее 10%). После обработки дебит скважины составил 6 тыс. м/сут при обводненности 13% за счет конусообразования.

**Конденсационные смолы** на основе формальдегида являются двухкомпонентными системами. При их использовании необходимы специальные вещества – отвердители, усложняющие процесс проведения ремонтных работ. Их отверждение также происходит в поровом объеме, способствуя снижению проницаемости пласта. Недостатком данных составов является исходная высокая вязкость, может достигать 3500мПа\*с, что затрудняет обработку пласта.

Одна из разновидностей таких смол – карбамиднофармальдегидная смола. Крепление призабойной зоны с помощью карбамидной смолы осуществляется по следующей технологии. В скважину намывают крупнозернистый песок, а затем прокачивают жидкость, состоящую из раствора (1 часть смолы +2 части воды +4-5 % объема 10 %-ной соляной кислоты), и продавливают водой или нефтью при давлении, не превышающем давление гидроразрыва пласта. Под действием катализатора — соляной кислоты — вязкость смолы увеличивается из-за поликонденсации и образуется твердая нефтепроницаемая масса. Не менее распространённая конденсационная смола на основе фармальдегида - фенолформальдегидная смола СФЖ-3012. Отвердевшая смола представляет собой полимер, не растворимый в воде, нефтепродуктах и кислотах. Важным свойством ее является увеличение прочности при отверждении от 3,5 до 50 МПа за первые 3 суток. Для обработки призабойной зоны используют раствор,



содержащий 50 % СФЖ-3012, 35 % воды и 15 % соляной кислоты 10 %-ной концентрации.

Крепление призабойной зоны конденсационными смолами на основе формальдегида ТС Д-9 и ТС-10 проводилось в 12 скважинах на месторождениях НГДУ "Хадыженнефть". Однако результаты испытаний показали низкую эффективность, где в качестве отвердителя использовались уротропин или формалин. Главная причина таких результатов, по мнению авторов, заключается в высокой обводненности продукции.

**Составы на основе эпоксидной смолы** также находят применения в нефтегазовой промышленности для крепления призабойной зоны пласта. Технология проведения работ составами на этой основе является двухкомпонентной и имеет те же недостатки, что и перечисленные выше.

**Использование уретанового предполимера** для закрепления песка позволяет получить оптимальное сочетание прочности и проницаемости закрепленной породы. Данная технология позволяет создавать внутрипластовый полимерный фильтр внутри породы с показателем прочности до 6 мПа при минимальном снижении проницаемости породы не более 15-20%.

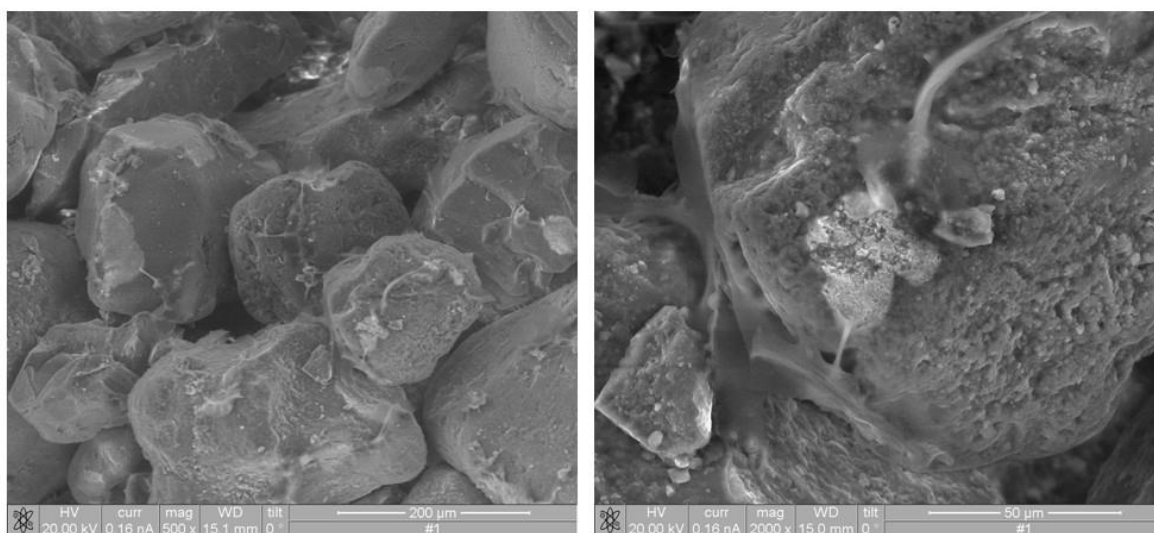


Рисунок 7 – Изображения кварцевого песка, скрепленного системой ИПНГ, полученные с помощью СЭМ

Изучение структуры внутрипластового фильтра, произведенное методом сканирующей электронной микроскопии (СЭМ), позволило идентифицировать области скрепления частиц песка уретановым предполимером. Снимки показывают наличие значительного объема свободного пространства между частицами песка, обеспечивающего высокую проницаемость внутрипластового фильтра (рисунок 7).

Важным показателем, определяющим эффективность скрепления песка, является способность пород сопротивляться разрушению под действием внешних сил. Для оценки этой характеристики использовали способ определения коэффициента предела прочности на объемное сжатие. При химическом связывании песка составом предполимер-растворитель образуется внутрипластовый полимерный фильтр, характеризующийся высокой механической прочностью до 6 мПа и проницаемостью по нефти 80-85% от начальной (рисунок 8).

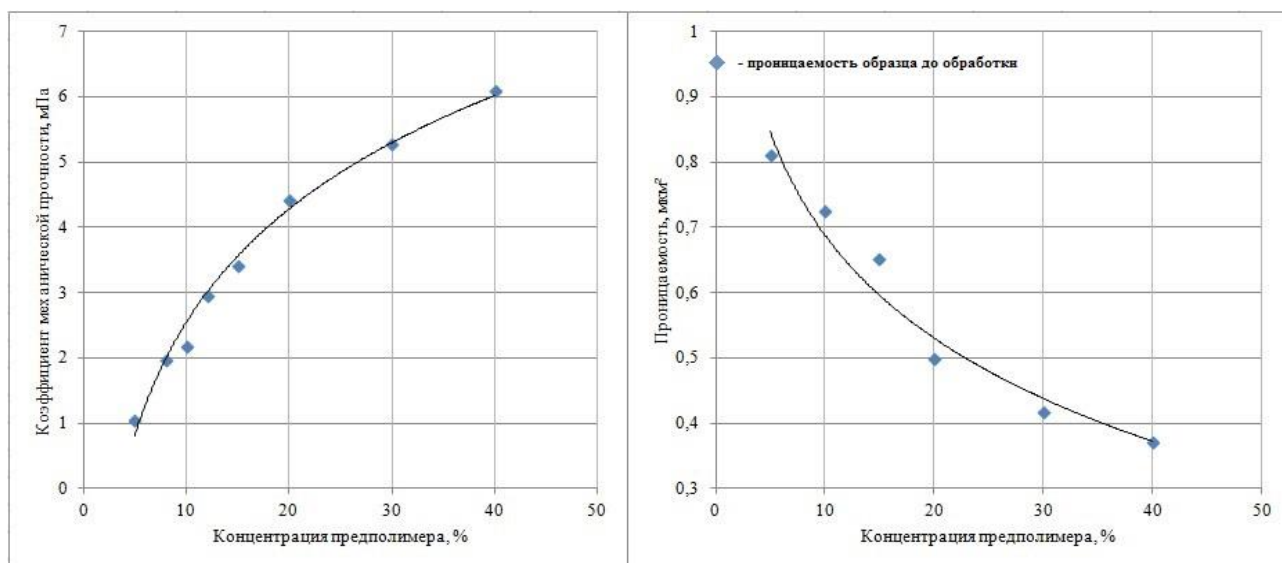


Рисунок 8 – Влияние концентрации предполимера на прочностные и фильтрационные свойства закрепляемого песка.

На Уренгойском ГКМ было проведено более 80 успешных скважин-операций по установке внутрипластового фильтра, основанного на технологии применения уретанового предполимера.

Обзор существующих химических методов борьбы с пескопроявлением показывает широкое их использование при проведении работ на скважине. Для этих целей используется большое разнообразие химических реагентов, преимущественно на основе полимеров. Разнообразие применяемых составов вызвано необходимостью учета геолого-промысловых условий конкретного месторождения или скважины.

Значительный опыт крепления ПЗП с использованием **синтетических полимеров** (смола) накоплен в России. При консолидации крупного и среднезернистого песков полимер конденсируется на поверхности песчинок и при отверждении цементирует песок.

Другим направлением является использование тампонажных составов, при отверждении которых образуется проницаемый камень. В настоящее время в качестве таких материалов используется синтетическая смола «Геотерм-01» и «Линк». Полимерные составы обладают значительной прочностью, коррозионно-устойчивы в пластовых флюидах, однако, как отмечалось выше, они закупоривают поры пласта, снижают проницаемость, повышают гидродинамическое сопротивление притоку жидкости из пласта.

При реализации данного метода последовательно проводятся следующие операции: закачка буферной оторочки, закачка основного состава, закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т.д.) объемом в 1.5-2 раза превышающем объем закачанного состава. После этого выдержка на отверждение состава и постепенный ввод скважины в эксплуатацию. Использование данной технологии позволяет существенно повысить наработку на отказ и добиться увеличения дебита жидкости, но при этом более чем в два раза снижается продуктивность пласта.

Имеющаяся информация позволяет сформулировать некоторые общие требования к результатам химического воздействия на призабойную зону скважины:

- минимальное воздействие на фильтрационные свойства коллектора и ПЗП, снижение проницаемости не более 15-20%

- достижение прочностных свойств закреплённого коллектора не менее 1-3 мПа.

### **2.3.2 Физико-химические методы**

К физико-химическим относятся методы, осуществляющиеся путем закачивания крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта; методы закрепления пород путем коксования нефти в призабойной зоне пласта, обработки призабойной зоны химреагентами с последующей термической обработкой. Эти методы особенно эффективны при добыче тяжелых, высоковязких нефтей.

Для восстановления работы скважин, осложненных выносом песка, в НГДУ "Хадыженнефть" крепление призабойной зоны осуществляли путем закачки крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта. В каждую скважину за одну операцию закачивали 8-10 т крупнозернистого песка (размер фракции 1,2-2 мм).

В качестве жидкости-носителя используется нефть вязкостью 80—120 мПа\*с. Проведение этого мероприятия уменьшает число образований песчаных пробок в 3—4 раза. Кроме того, увеличивается межремонтный период эксплуатации скважин от 35-40 дней до 3-4 месяцев. Крепление призабойной зоны пласта проводится и путем закачки в нее цементно-песчаных смесей на воде в соотношении количества цемента и песка 1:2.

Имеется опыт применения проппанта с полимерным покрытием для снижения выноса песка из пласта. Такие работы проводились на 3 скважинах месторождения Прадхо-Бэй со следующими условиями: пластовые температуры от 26 до 43°C, проницаемость пластов от 0,08 до 0,7 мкм<sup>2</sup>, нефть высоковязкая, плотность её 920-950 кг/м<sup>3</sup>. При низких температурах в качестве реагента-отвердителя использовались материалы, несовместимые с боратными сшивателями для жидкости гидроразрыва, одним из них являлась

оксиэтилцеллюлоза. Две из трех обработок были успешными. После проведения гидроразрыва пласта в соответствии с дизайном производилась выдержка скважины на реакцию для консолидации проппанта. Только в одной из скважин после обработки наблюдались пескопроявления.

Гидроразрыв пласта с добавлением к проппанту упрочняющих волокон проводится с целью интенсификации добычи нефти и приобщения интервалов. При этом слой проппанта является фильтром для выносимого песка.

Для обеспечения эффективности обработки требуется предотвратить возможный вынос проппанта. Для этого используется добавка PropNET. Ее волокна образуют сетку, упрочняющую структуру проппанта в трещине. При этом можно получать трещины с большей шириной, критический дебит для начала выноса проппанта определяется фазовым составом и вязкостью добываемого флюида. Концентрация добавки составляет около 1,5% от массы проппанта, она совместима с вязкоупругими жидкостями разрыва, применение которых наиболее желательно в этом случае. Для оптимизации процесса ГРП требуется, чтобы перфорационные отверстия в интервале располагались в одной плоскости. Работы проводились на месторождении Джованна (Адриатическое море, Италия), (газовые скважины с высоким выносом песка при низкой проницаемости породы по газу). В первой скважине после ГРП была увеличена депрессия, более 2,5 месяцев добыча газа велась в условиях отсутствия песка, частиц проппанта или волокон

Метод крепления за счет термических процессов в призабойной зоне пласта включают окисление нефти с образованием кокса и взаимодействие химреагентов с породами пласта. На начальном этапе происходит окисление нефти, при этом увеличивается ее вязкость, в результате чего газ не полностью вытесняет нефть из призабойной зоны пласта. При дальнейшем прокачивании газа происходит прогрев нефти до оптимальной температуры и продолжается процесс коксования с образованием нерастворимой в нефти твердой фазы, скрепляющей породу пласта. Согласно результатам лабораторных

исследований, прочность скрепленной породы на сжатие составляет 9,6 МПа, проницаемость керна снижается не более чем на 30%.

Описываемая технология была испытана на пяти скважинах месторождения Тула-ре (округ Керн, Калифорния), нефть которого характеризуется высокой вязкостью (3500 мПа\*с) и плотностью 970 кг/м<sup>3</sup>. Глубина залегания пластов составляла 200-1000 м. Закачивание нагретого воздуха (210°С) производилось со скоростью 23-37 тыс. м<sup>3</sup> /сут. в течение нескольких суток (4-9). Дебиты нефти до обработки не превышали 1 м<sup>3</sup>/сут, после обработки составили в среднем 24 м<sup>3</sup>/сут при обводненности 17%, при сокращении выноса песка практически до нуля. В двух случаях эффективность работ была низкой из-за наличия дополнительных осложнений (негерметичности колонн). Показано, что наиболее успешное применение термических методов возможно при нефтенасыщенности пласта более 0,4.

### **2.3.3 Механические методы**

К механическим методам относятся противопесочные фильтры различных типов и конструкций: сетчатые, спиральные, щелевые, проволочные (однослойные, многослойные) и другие, спускаемые на колонне труб, а также гравийные фильтры, намываемые с поверхности или подвесные. При использовании щелевых или проволочных фильтров без гравийной обсыпки нужно правильно выбирать ширину щелей с учетом размеров частиц пластового песка, который необходимо задержать. Там, где щелевые и проволочные фильтры не могут задержать тонкозернистые пески и где фильтры с очень малым раскрытием щелей легко закупориваются, широко применяются гравийные фильтры с наружной обсыпкой или подвесные.

При выборе гравийных фильтров приходится ориентироваться на самые тонкие фракции пластового песка, присутствующие в продуктивном интервале. Однако такой подход иногда вынуждает использовать гравий, который отрицательно влияет на продуктивность скважины. Однако, данные фильтры часто закупориваются мелкими частицами при добыче и, следовательно,

способны вызывать кольматацию фильтрующей зоны (отложение глины, окислов железа, выпадение солей при несовместимости водных растворов). Происходит закупорка призабойной зоны пласта этими частицами, что приводит к значительному снижению проницаемости призабойной зоны. В этом случае даже проведение кислотных обработок ПЗП не обеспечивает восстановление первоначальной продуктивности скважины.

Также применяется технология установки **песочных якорей**. Песочный якорь прямого действия одновременно является газовым якорем. Применение песочных якорей - не основной, а вспомогательный метод борьбы с песком. Метод эффективен для скважин, в которых поступление песка непродолжительно и общее его количество невелико. Якорь предназначен для выделения крупных частиц песка из потока нефти во время работы штангового насоса. Якорь песочный устанавливается под пакер ниже уровня насоса. Якорь работает на принципе гравитационного осаждения частиц в восходящем потоке жидкости. За счет низких скоростей движения потоков жидкости в чашках песочного якоря, производится отделение песка и выпадение его в бункер, составленный из НКТ с заглушенным нижним концом, который устанавливается под якорем. Такая схема работы обладает низким гидравлическим сопротивлением и позволяет обеспечить длительную работу без поступления песка в насос.

Далее приведён сравнительный анализ характеристик и особенностей эксплуатации фильтров.

Скважинные фильтры изготавливаются из различных материалов (металл, пластик), имеют неодинаковую протяженность (от метра до нескольких сотен метров) и конструкцию фильтрующих элементов.

**В сетчатых** фильтрах (Рисунок 9) фильтрующая поверхность, иногда многослойная, выполнена в виде сетки. Данные фильтры сравнительно легко устанавливаются в скважину и извлекаются из нее при проведении ремонтных работ. Сетчатые фильтры позволяют задерживать достаточно мелкие частицы

(до 50 мкм и менее), поэтому довольно часто применяются в тех случаях, когда необходимо обеспечить высокую степень очистки скважинной продукции (например, фильтр тонкой очистки). Из недостатков следует выделить сравнительно большие входные сопротивления на сетчатых фильтрах и их низкую ремонтпригодность в случае повреждения или засорения фильтрующих элементов.

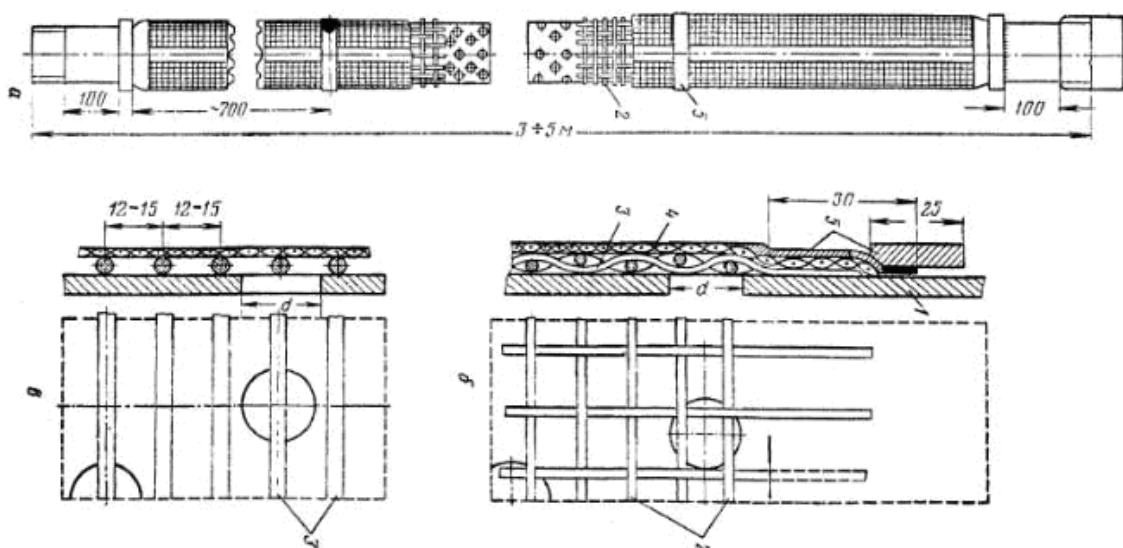


Рисунок 9 – Сетчатый фильтр. а) Общий вид фильтра, б), детали фильтра, в). 1 – опорный каркас, 2 – подкладочная сетка, 3 – проволочная спираль, 4 – фильтрационная сетка, 5 – накладные планки

Основным элементом **проволочных фильтров** является профилированная проволока, которая наматывается на каркас, состоящий из параллельных стержней. На заре своего применения проволока для фильтра имела круглое сечение. Это часто приводило к тому, что при контакте с породой щели между обмотками проволоки заполнялись твердыми частицами, которые вызывали расклинивающий эффект, способствующий уплотнению породы и закупорке фильтра. Со временем конструкция проволочных фильтров претерпела изменение: вместо круглого сечения стали использоваться треугольные профили проволоки, причем одна из вершин треугольника



направлялась внутрь фильтра, а две другие располагались на его внешней стороне (рисунок 10).

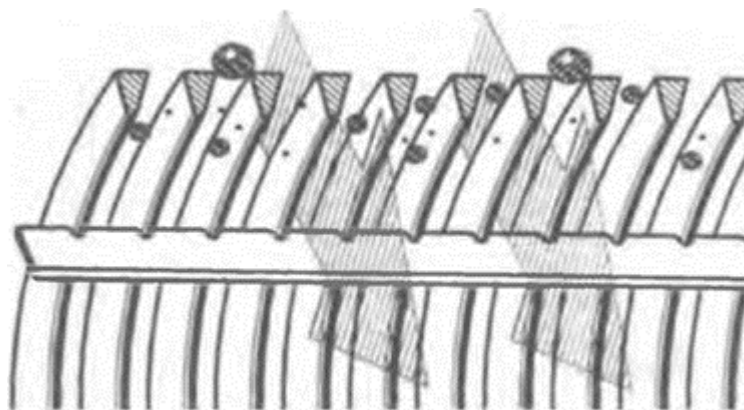


Рисунок 10 – Решётка фильтра с треугольным профилем

В процессе откачки пластовой жидкости с твердыми частицами поверхность таких щелей не способствует цементации и уплотнению породы, а напротив, стимулирует вынос частиц, меньших по размеру щели, и очищение профильтрованной зоны от шлама, мелких фракций и кольматантов.

Современные конструкции проволочных фильтров обеспечивают регулировку межвиткового расстояния, позволяющую адаптировать фильтры под конкретные скважинные условия.

Конструкция **щелевых фильтров** имеет много общего с конструкцией проволочных фильтров, поскольку и в том и в другом случае пластовая жидкость и механические примеси фильтруются через узкие щели (довольно часто используется название проволочно-щелевой фильтр). В отличие от проволочного фильтра ширина щели для щелевого фильтра всегда строго фиксирована. Основным недостатком классических щелевых фильтров является их низкая скважность - отношение суммарной площади фильтрующих отверстий к общей площади поверхности фильтра. Для увеличения скважности в современных щелевых фильтрах используется технология, аналогичная той, которая применяется для проволочных фильтров, когда профилированные элементы (кольца или стержни) привариваются к опорным конструкциям. Это препятствует смятию фильтра в процессе спуско-подъемных операций на

скважине, делает его конструкцию устойчивой по отношению к внешним воздействиям. (рисунок 11)

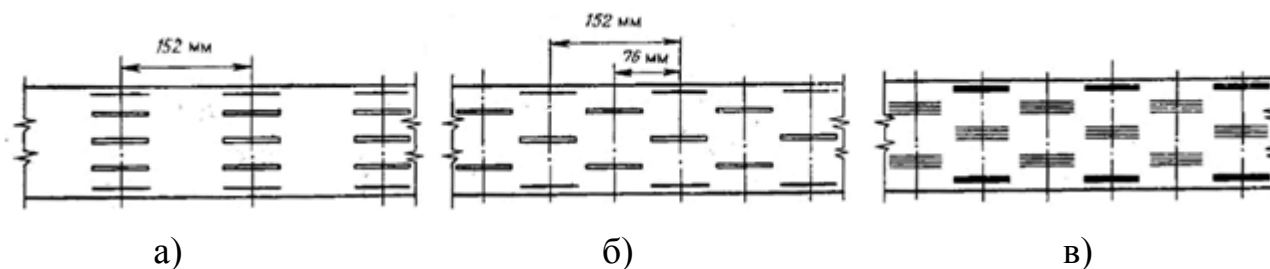


Рисунок 11 – Щелевые фильтры. а) щели расположены симметрично, б) щели расположены в шахматном порядке, в) двойные щели

**К гравийным** относятся фильтры, у которых поверхность, контактирующая с породой, состоит из искусственно вводимого гравия, расположенного вокруг опорных фильтровых каркасов. Гравийные фильтры делятся на два типа: подвесные и намывные. Подвесные гравийные фильтры представляют собой цельную конструкцию с запрессованной внутри корпуса гравийной набивкой, зачастую обработанной эпоксидной смолой. Подвесные фильтры полностью изготавливают на поверхности. Намывные фильтры наоборот, сооружаются непосредственно в скважине.

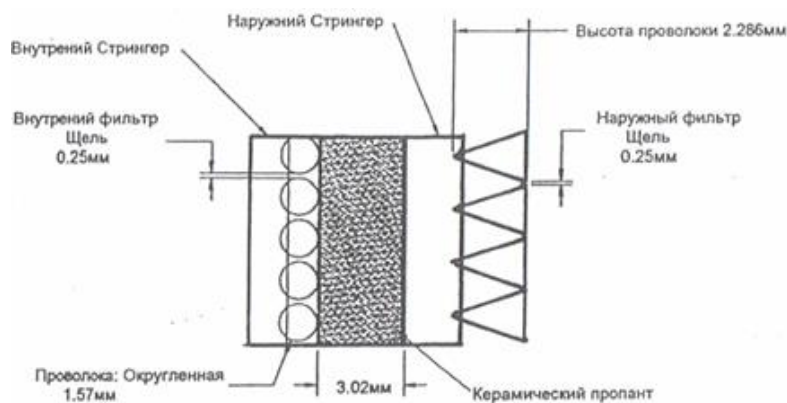


Рисунок 12 – Гравийный фильтр

Основным преимуществом гравийных фильтров по сравнению с фильтрами других конструкций является то, что они могут успешно применяться при большой неоднородности частиц коллектора. Фильтры устанавливаются в скважину с целью очистки добываемой из пласта жидкости от песка, проппанта

и других механических примесей и должны выполнять две основные функции: 1) защита от проникновения твердой фазы, 2) создание минимального гидравлического сопротивления (рисунок 12).

При больших коэффициентах неоднородности более предпочтительны сетчатые многослойные фильтры, которые в отличие от проволочных способны удерживать частицы разных размеров. На рисунке 13 изображена зависимость проницаемости фильтров в зависимости от скважности.

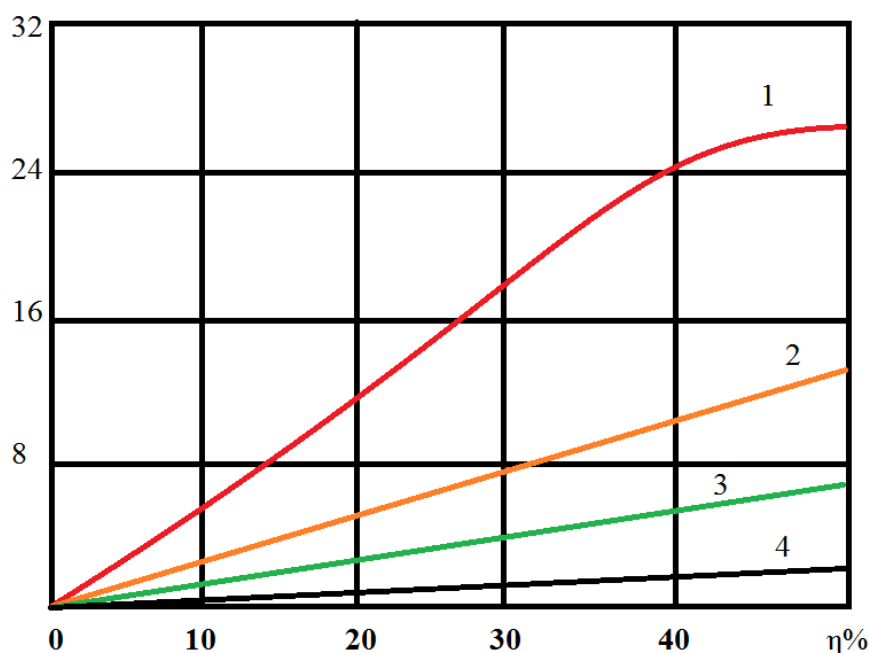


Рисунок 13 – Зависимость проницаемости фильтров различных конструкций от скважности. 1 – каркасно-проволочный фильтр, 2 – фильтр с мостообразными отверстиями, 3 – щелевой (беспроволочный), 4 – сетчатый

Наконец, в случае, когда песчаник состоит из существенно неоднородных по размеру частиц, приоритет принадлежит гравийным фильтрам. Приведенные результаты обзора лабораторных испытаний различных конструкций фильтров свидетельствуют о преимуществах каркасно-проволочных фильтров с треугольным профилем проволоки над остальными исполнениями фильтрационной поверхности.

### **Фильтры в составе электроцентробежных насосов**

В составе УЭЦН используют как щелевые, так и проволочные фильтры.

Щелевой фильтр – входной модуль ЖНШ используется в составе УЭЦН. Он предназначен для защиты рабочих органов насоса от выноса проппанта после проведения гидроразрыва пласта (ГРП), а также от механических примесей с поперечным сечением частиц не менее 100 мкм. Устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией насоса. Конструкция фильтра-модуля может состоять из одной или нескольких секций. Длина фильтра подбирается в зависимости от подачи насоса. Основным элементом фильтра — щелевые решетки, изготовленные из V-образной проволоки и продольных опорных прутков.

Проволочные модуль-фильтры в составе УЭЦН используются как для защиты от механических примесей крупного размера, так и для уменьшения вероятности попадания на прием в насос более мелких частиц. Применение проволочных фильтров при соблюдении методики подбора способствует эффективной фильтрации флюида, а также помогает избежать забивания фильтрующего элемента.

Данный тип фильтров применим в пластах полускальных неустойчивых, щебенистых и галечниковых породах с преобладающим размером механических включений щебня и гальки от 20 до 100 мм, а также в породах с большим содержанием гравия и гравелистого песка с размером частиц от 1 до 10 мм. Но наиболее рациональным является их применение в пластах, содержащих крупнозернистые пески с преобладающей крупностью частиц 1-2 мм (более 50 % по массе). В данном случае используются треугольные профили проволоки, причем одна из вершин направлена внутрь фильтра, а две другие находятся на его внешней стороне. Это позволяет избежать цементации таких щелей и уплотнения породы, а наоборот, стимулирует вынос частиц, меньших по размеру щели, и очищение профильтрованной зоны от шлама, мелких фракций и кольматантов.

### **Скважинный фильтр тонкой очистки с клапаном**

Известен фильтр противопесочный, состоящий из концентрически расположенных наружной, промежуточной и внутренней труб, последняя снабжена отверстиями, и переводника, при этом внутренняя труба снабжена

расположенной внутри неё фильтрующей сеткой, выполненной в виде шнека и прикрепленной напротив отверстий, расположенных по винтовой линии, кроме того, наружная и внутренняя трубы в верхней части соединены между собой тангенциальными патрубками, но противоположно ориентированными, при этом кольцевой зазор между промежуточной и внутренней трубами в верхней части, а также верхняя и нижняя части внутренней трубы снабжены заглушками, наружная труба в верхней части снабжена эластичными кольцами, а в нижней части - заглушкой.

Данный фильтр подвержен абразивному износу и разрушению фильтрующей сетки в связи с ее медленной очисткой от механических примесей, а также имеет низкий коэффициент сепарации механических примесей.

Известен скважинный фильтр, содержащий, по меньшей мере, один фильтрующий элемент, установленный в секции насосно-компрессорных труб, в стенках которых выполнены продольные щелевые отверстия, причем секции насосно-компрессорных труб соединены между собой наружной резьбовой муфтой, а нижняя секция насосно-компрессорных труб с нижнего свободного конца снабжена наружным резьбовым наконечником.

Однако данный фильтр не обеспечивает надежную фильтрацию скважины среды, что связано с тем, что в качестве фильтрующего элемента используется металлическая сетка, которая не может задерживать мелкие частицы механических примесей, содержащиеся в добываемой из скважины жидкости. Кроме того, фильтр имеет сложную конструкцию, что усложняет его сборку и эксплуатацию.

Наиболее близким к изобретению по техническому результату и решаемой задаче является фильтр скважинный, состоящий из концентрически расположенных наружной и внутренней труб, при этом наружная снабжена отверстиями, в верхней части имеется клапан, а с нижней стороны расположена кольцевая заглушка.

В данном техническом решении внутри металлической трубы с зазором и

соосно с ней расположен фильтрующий элемент, выполненный в виде цилиндрической трубы, соосность фильтрующего элемента обеспечивают центраторы, выполненные в виде сегментов тора и размещенные равномерно по длине металлической трубы, металлическая труба оснащена сверху муфтой, в которой установлен подпружиненный клапан, при этом в муфте имеются продольные пропускные отверстия и гидравлический канал, состоящий из двух половин, причем первая половина канала, снабженная шаром клапана, совпадает с осью скважинного фильтра, а вторая половина выполнена перпендикулярно к ней и не пересекает продольные пропускные отверстия, а выполнена в муфте сквозной, а в нижней части металлической перфорированной трубы имеется отверстие над заглушкой.

Однако данный фильтр имеет сложную конструкцию клапана, что увеличивает его стоимость изготовления, а наличие шарика с пружиной требует использования дорогих антикоррозионных материалов которые могли бы обеспечить безотказную работу клапанного узла на протяжении всего срока эксплуатации скважинного фильтра, кроме того пружина, работающая в агрессивной скважинной среде является слабым звеном, снижающим межремонтный период работы насоса.

Задачей, на решение которой направлено настоящее изобретение, является снижение трудозатрат при изготовлении фильтра, упрощение конструкции, а также увеличение межремонтного периода работы насоса, оборудованного фильтром. Высокая продолжительность межремонтного периода обеспечивается тем, фильтр выполнен большой длины за счет использования секционных фильтроэлементов, соединенных между собой герметично центраторами.

Техническим результатом, достигаемым при использовании данного изобретения, является упрощение конструкции, повышение надежности работы устройства и увеличение межремонтного периода работы насоса на величину срока работы насоса без фильтра за счет возможности прохождения жидкости через клапанное устройство при засорении фильтрующего элемента.

Указанная задача решается тем, что фильтр скважинный, включающий металлическую трубу с отверстиями, в верхней части которой установлена муфта с клапанным элементом, и размещенный внутри металлической трубы с зазором и соосно с ней фильтрующий элемент, отличающийся тем, что фильтрующий элемент выполнен в виде отдельных секций, соединенных между собой цилиндрическими центраторами, а на концах собранных секций установлены упорные втулки.

Центраторы, выполнены в виде ступенчатой втулки с пояском в средней части по оси втулки, цилиндрическая часть втулки меньшего диаметра сопрягается с внутренней поверхностью фильтрующего элемента, а пояс втулки, диаметр которого соответствует внутреннему диаметру металлической трубы, обеспечивает соосность фильтрующего элемента и металлической трубы.

Упорные втулки выполнены с буртом на наружной поверхности с диаметром, равным внутреннему диаметру металлической трубы.

Клапанный элемент выполнен на стенке муфты в виде сквозного отверстия в форме двух установленных один на другом цилиндров с разными диаметрами оснований, диаметр отверстия со стороны наружной поверхности муфты меньше диаметра отверстия, расположенного со стороны внутренней поверхности муфты, с установленной в нем заглушкой, соответствующей по конфигурации отверстию, на цилиндре меньшего диаметра имеется проточка с установленным в ней уплотнительным резиновым кольцом. Фильтр скважинный, включающий металлическую трубу с отверстиями, снабженную снизу заглушкой, размещенный внутри металлической трубы с зазором и соосно с ней фильтрующий элемент, тем, что состоящими из двух цилиндрических поверхностей, меньший цилиндр центрирует фильтрующий элемент, а больший цилиндр, диаметр которого соответствует внутреннему диаметру наружной трубы обеспечивает необходимую соосность, в которой выполнено клапанное устройство простотой конструкции (рисунок 14).

Скважинный фильтр монтируется под установленным в скважине под

штанговым глубинным насосом или винтовым насосом с поверхностным приводом либо на конце хвостовика.

В процессе работы фильтра, проходя через отверстия 2 металлической трубы 1, добываемая из скважины жидкость попадает в зазор между металлической трубой 1 и фильтрующим элементом 4. Проходя через поверхность фильтрующего элемента 4 скважинного фильтра, жидкость очищается от механических частиц и далее попадает на прием насоса. Заглушка 3 препятствует протеканию жидкости через незакрытый торец фильтроэлемента.



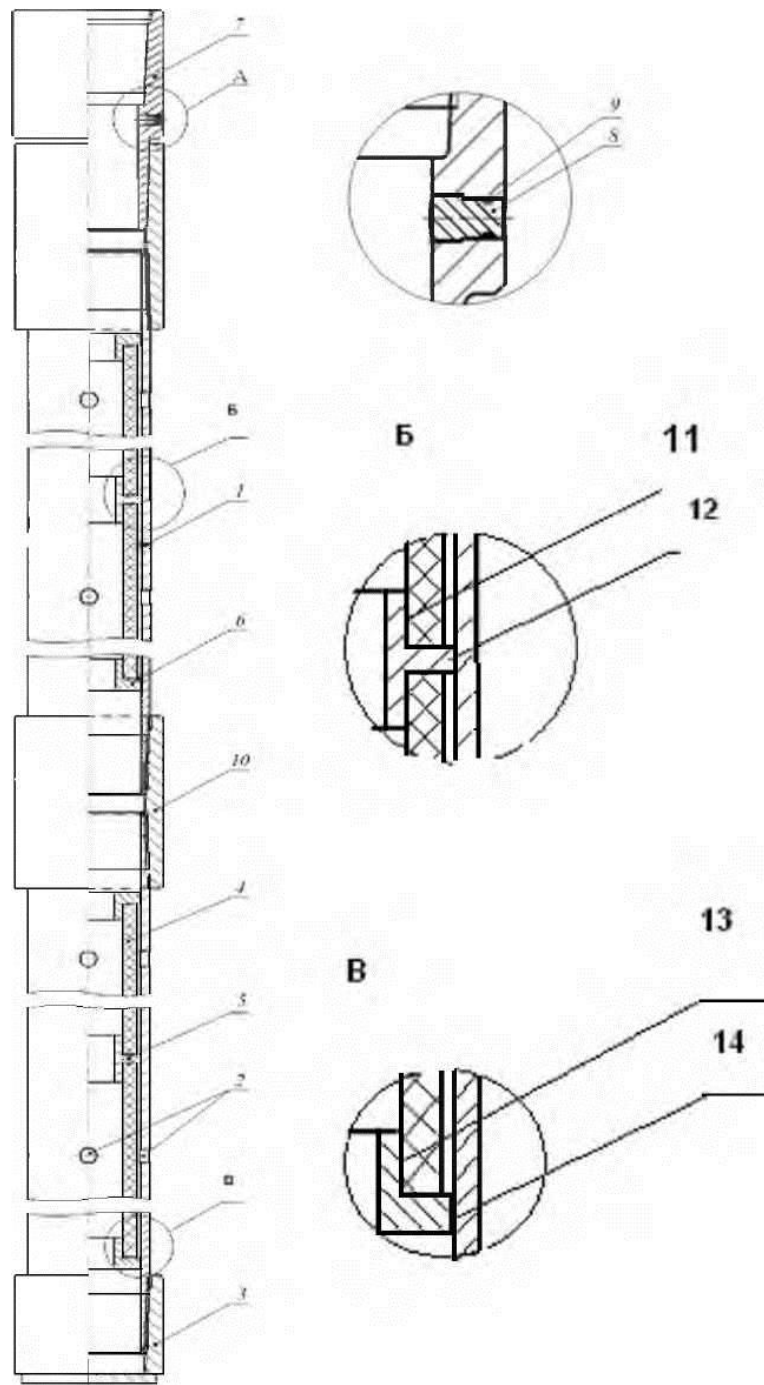


Рисунок 14 – Фильтр скважинный

1 - металлическая труба. 2 - отверстия металлической трубы. 3 - заглушка, 4 - фильтрующий элемент. 5 - центраторы. 6 - упорные втулки, 7 муфта в верхней части трубы, 8 - запорный элемент. 9 - резиновое кольцо. 10- промежуточная муфта, 11-цилиндрическая поверхность меньшего диаметра центратора, 12-поясок центратора, 13-цилиндрическая поверхность упорной втулки, 14-бурт упорной втулки

В случае засорения фильтрующего элемента 4 и возрастании перепада давления до расчетного запорный элемент 8 клапанного узла под воздействием расчетного перепада давления, выдавливается в полость фильтра, и пластовая жидкость в обход фильтрующего элемента из затрубного пространства через отверстие муфты в верхней части трубы 7 поступает непосредственно к насосу.

### 2.3.4 Технологические методы

#### Использование насосов в износостойком исполнении

Эксплуатация скважин в условиях интенсивного выноса механических примесей негативно сказывается, прежде всего, на паре «плунжер-цилиндр». В соответствии с ГОСТ Р 51896-2002 допускается упрочнение внутренней поверхности цилиндров скважинных штанговых насосов в зависимости от условий эксплуатации (таблица 5).

Таблица 5 - Материал цилиндров и условия эксплуатации

<b>Материал</b>	<b>Условия эксплуатации</b>
Углеродистая сталь с упрочнением внутренней поверхности, серый чугун	Некорродирующая неочищенная нефть без абразивных компонентов
Углеродистая сталь с термохимическим упрочнением внутренней поверхности, низколегированная сталь с термохимическим упрочнением внутренней поверхности	Некорродирующая обводненная неочищенная нефть с немногими абразивными компонентами
Углеродистая и низколегированная сталь с твердохромированным покрытием внутренней поверхности	Обводненная неочищенная нефть с невысокой коррозией соленой водой и повышенным содержанием абразивных
Закаленная нержавеющая сталь	Сильно обводненная неочищенная нефть с высокой коррозией соленой водой и немногими абразивными компонентами
Монель-металл	Сильно обводненная неочищенная нефть для тяжелых условий коррозии соленой водой с CO <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> S, без абразивных компонентов

## Продолжение таблицы 5

Монель-металл, сталь с твердохромированным покрытием внутренней поверхности	Сильно обводненная неочищенная нефть для тяжелых условий коррозии соленой водой с $CO_2$ и $H_2S$ , и повышенным содержанием абразивных компонентов
-----------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Производители скважинных штанговых насосов в числе прочих характеристик указывают максимально допустимое значение КВЧ, которое обычно составляет 1,25-1,3 г/л. При больших КВЧ используются штанговые насосы с улучшенными противоабразивными характеристиками. Так ОАО «ПНИТИ» освоило выпуск ряда износостойких штанговых насосов для различных условий эксплуатации.

При больших КВЧ используются штанговые насосы с улучшенными противоабразивными характеристиками.

### **Износо-коррозионностойкие насосы**

Предназначены для работы в условиях сильного износа от воздействия высоко агрессивной среды и большого содержания механических примесей в добываемой жидкости. Износо-коррозионностойкие насосы изготавливаются из нержавеющей стали аустенитного класса 12X18H10T.

Внутренний канал цилиндра подвергается поверхностному упрочнению с обеспечением твердости HV 1050-1200 на глубину до 100 мкм. Упрочнение наружной поверхности плунжера обеспечено напылением износостойкого порошка твердостью не менее HRA 75 на глубину 0,35 мм. Материал клапанных пар: стеллит (кобальтовый сплав), карбид вольфрама или карбид хрома, нержавеющая сталь 95X18.

### **Скважинные штанговые насосы с эластичным плунжером.**

Предназначены для работы в условиях агрессивных сред с высоким содержанием механических примесей. Отличительная особенность данного типа насосов: в конструкцию насоса введен новый модифицированный материал на основе фторопласта. Благодаря уникальным свойствам нового эластичного

материала плунжера (высокая износостойкость, низкий коэффициент трения, отсутствие хладотекучести, высокая радиационная и химическая стойкость, упругая деформация) достигнуто увеличение долговечности насоса в 2-3 раза, по отношению к насосам с металлическими плунжерами. Под действием давления столба жидкости фторопластовый плунжер своей наружной поверхностью прижимается к внутренней поверхности цилиндра, полностью выбирая зазор. Его основные преимущества:

- исключается попадание механических частиц в зазор плунжер-цилиндр и, как следствие, уменьшается износ цилиндра;
- плунжер не подвержен коррозии в любых агрессивных средах;
- исключается заклинивание плунжера даже при длительном простое скважины;
- стабильность работы насоса при добыче жидкости с высоким содержанием газа и механических примесей;
- возможность увеличения хода плунжера при сохранении длины цилиндра;
- ремонтпригодность из-за малого износа цилиндра;
- низкая себестоимость.

Опыт разработки и внедрение различных видов насосов показал эффективность специальных насосов, функциональные свойства и технические характеристики которых выбирают с учетом особенностей эксплуатации. Правильный выбор насоса позволяет получить прирост добычи нефти, повысить срок службы насоса, даже в агрессивной среде, сократить затраты на спускоподъемные операции.

### **Объёмный винтовой насос**

Объёмный винтовой насос способен работать с жидкостями с высоким содержанием твердых частиц, и для каждого набора условий применения используется соответствующий эластомер. Особое внимание уделяется подбору

геометрии обкладки ротора для обеспечения наилучшего прохождения твердых частиц (мехпримесей) через насос и предотвращения их дробления в насосе.

Двухфутовое удлинение ротора, известное как «лопастной ротор», может применяться для рыхления плотных отложений твердых частиц, оседающих на входе насоса. Технология широко применяется в Канаде и Австралии.

Еще один элемент – верхняя упорная втулка – обеспечивает свободное всасывание на входе любых потоков без каких-либо ограничений, сопряженных с использованием стопорных пальцев или классического упорного ниппеля. Верхняя упорная втулка – это встроенный в отверстие выхода статора инструмент, обеспечивающий простую процедуру подгонки ротора. Таким образом нагрузка на головку ротора снижается, что способствует более эффективной эксплуатации и долговечности насоса.

Для случаев добычи жидкости с особенно высокой КВЧ предпочтительнее использовать систему винтовых насосов реверсивного потока, состоящую из двух последовательно соединенных насосов: верхнего (добывающего) и нижнего (рециркуляционного). Это позволяет создавать циркуляцию жидкости на достаточно протяженном интервале вокруг насосной системы.

В процессе эксплуатации добывающий насос подает жидкость на поверхность, в то время как рециркуляционный насос с обратным геометрическим строением обеспечивает рециркуляцию потока на входе насоса, предотвращая оседание мехпримесей и твердых частиц.

Добывающий и рециркуляционный насосы соединены при помощи перфорированного патрубка, который служит главным входным отверстием для обоих насосов, тогда как гибкий вал используется для соединения роторов рециркуляционного и добывающего насосов. Гибкий вал был специально спроектирован с применением высокопрочных материалов, позволяющих справляться с совмещенным эксцентрическим движением двух роторов, и располагается внутри перфорированного патрубка.

## **Встряхивание УЭЦН**

Одним из способов борьбы с проявлением мехпримесей является использование СУ с частотно регулируемым приводом (чрп) в режиме «встряхивания». Данный метод подразумевает периодическое изменение ускорения вращения УЭЦН на короткое время – это не позволяет образовываться отложениям и пробкам. Но данный способ не решает саму проблему, хотя позволяет несколько увеличить наработку на отказ. Известен способ вывода скважин на стационарный режим работы после проведения подземного ремонта, основанный на периодическом отключении погружного электродвигателя при заданном значении давления на приеме центробежного насоса и последующем запуске по истечении установленной для данной скважины технологической паузы.

Характерной особенностью данного способа является сложность в определении времени, в течение которого происходит накопление жидкости в затрубном пространстве скважины в результате притока жидкости из пласта, что не обеспечивает эффективного режима освоения и эксплуатации скважины. Кроме того, большое количество циклов снижает вероятность безотказной работы погружного электродвигателя из-за старения изоляции обмотки статора.

### **2.4 Расчёт параметров процесса крепления пласта**

Характерной особенностью разуплотненной зоны пласта (РУЗ) является высокая подвижность пластового песка в результате отсутствия цементирующего материала и процессов суффозии.

При работах по креплению призабойной зоны пласта (ПЗП) с целью предупреждения выноса песка, на АТМ применяют метод закачки в пласт пропанта. При определении параметров крепления (давления закачки, объемов жидкости песконосителя, продавочной жидкости, объема пропанта), пользуются методами и средствами, разработанными для операций гидравлического разрыва пласта (ГРП). Это является одной из причин недостаточной эффективности и стабильности результатов операций крепления

ПЗП. Поэтому авторы статьи «Методика расчёта параметров процесса крепления пласта в условиях разуплотнённой призабойной зоны скважины» П. С. Жихор С.В. Долгов разработали методику моделирования разуплотненной зоны с целью определения параметров процесса крепления ПЗП, определения объема разуплотненной зоны, динамики ее изменения, а также предельно допустимого давления закачки, исключающего разрушение уплотненного слоя.

Для упрощения математических расчетов примем допущение, что зона разуплотнения породы имеет форму шара. Тогда задачу моделирования можно решить следующим образом.

Исходные данные для расчета:

1. Задан полый шар радиусом  $R$ .
2. Оболочка шара пористая: проницаемость  $K$ ; пористость  $\phi$ .
3. Полость шара заполнена смесью из жидкости с песком.
4. Через поры оболочки может проникать только жидкость.

Процесс уплотнения РУЗ происходит следующим образом. Через скважину в центре шара (рисунок 15) нагнетается гель, который не проникает через поры.

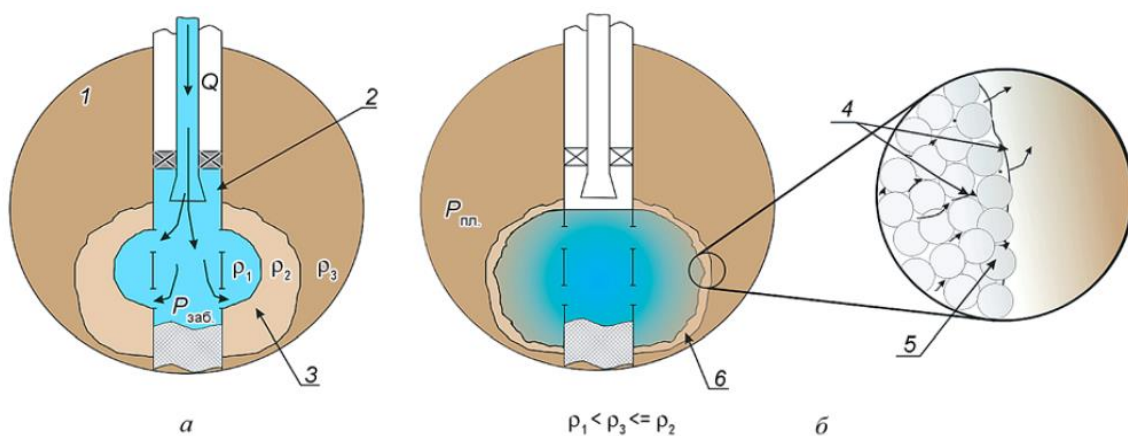


Рисунок 15 – Процесс уплотнения РУЗ. а – начало закачки, 1 – пласт, 2 – гель, 3 – РУЗ. б – конец закачки, 4 – пластовый флюид, 5 – зёрна песка, 6 – уплотнённый слой.

Пластовый песок оттесняется к границам шара, уплотняется до

первоначального состояния, создавая на границе с уплотненной зоной некую оболочку. Прочность оболочки шара равна  $\sigma$ . Необходимо определить параметры процесса: объем закачиваемого геля, допустимое давление закачки.

Фильтрация пластового флюида (жидкости) через поры происходит по закону Дарси. Расход нагнетаемого насосом геля —  $Q$ . В результате нагнетания разуплотненная зона (шар) заполняется гелем, который будет увеличиваться в объеме с некоторой скоростью, определяемой расходом закачки  $Q$ . Скорость фильтрации жидкости в пласт примем равной скорости нагнетания геля. Взвешенный в жидкости пластовый песок будет перемещаться к границе шара. Таким образом, между наружной поверхностью гелевого шара и внутренней поверхностью пористой РУЗ, образуется прослойка из пластового песка, которая будет уплотняться по мере нагнетания геля в разуплотненную зону.

Уплотняющая прослойка будет претерпевать пластические деформации до момента достижения предела прочности породы пласта —  $\sigma$ . При достижении давления закачки геля, равного давлению ГРП, произойдет нарушение целостности (разрушение) прослойки.

Из формулы Дарси, линейная скорость фильтрации жидкости определяется из уравнения:

$$V = \frac{Q}{F} = \frac{k\Delta P}{\mu L} \quad (1)$$

Где  $V$  – линейной фильтрации, см/с

$Q$  — объемный расход закачиваемой жидкости (геля), см<sup>3</sup>/с;

$\mu$  — вязкость жидкости (геля), мПа\*с;

$\Delta P$  — перепад давления на границе фильтрации (пористая поверхность шара), Мпа;

$F$  — площадь внутренней поверхности уплотненной зоны (шара), см<sup>2</sup>;

$L$  — длина фильтрации (толщина слоя), см.

Вода из шара уходит со скоростью нагнетания геля. Внутренняя площадь поверхности сферы:

$$F = 4\pi R^2 \quad (2)$$



Средняя линейная скорость фильтрации через стенку сферы:

$$L = \frac{k\Delta P 4\pi R^2}{\mu Q} \quad (3)$$

Данная формула позволяет определять толщину уплотненного, до первоначального состояния, слоя породы в зависимости от размера РУЗ, давления и скорости закачки. Зависимости  $L(Q, K, R)$  представлены на рисунке 16, 17. Объем и радиус разуплотненной зоны можно найти используя данные графиков закачки:

$$V = Q(t_1 - t_0) \quad (4)$$

где  $V$  - объём закачанного геля,

$t_1$  — время окончания уплотнения;

$t_0$  — время начала уплотнения.

Объем вытесненной из РУЗ жидкости при закачке геля можно найти из уравнения:

$$V_F = \frac{4\pi R^2}{3(1+f)} \quad (5)$$

Радиус разуплотненной зоны, определяется уравнением

$$R = \sqrt[3]{\frac{3Q(t_1-t_0)(1+f)}{4\pi}} \quad (6)$$

где  $f$  — соотношение песка и жидкости в РУЗ.

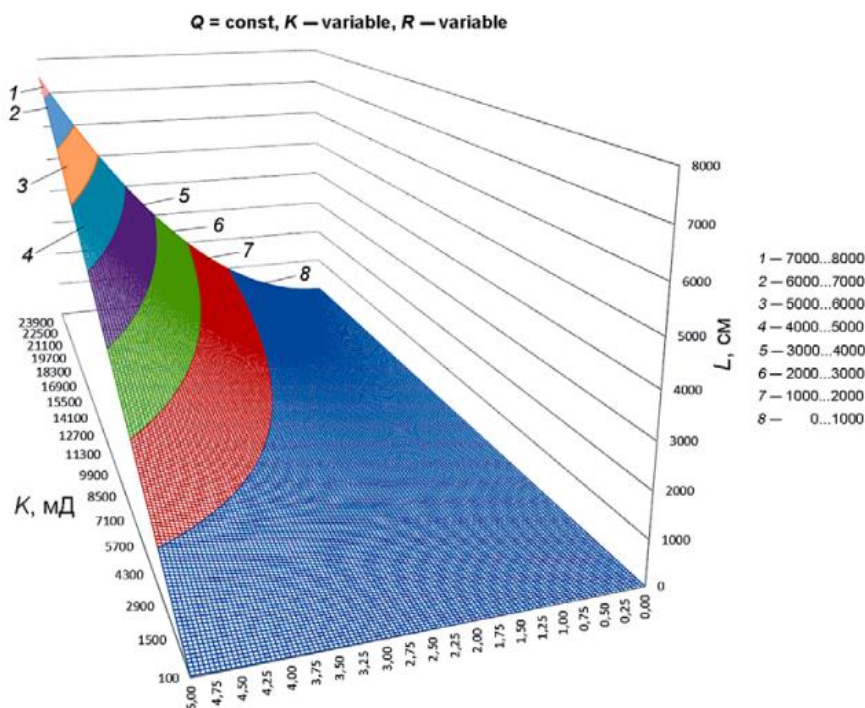


Рисунок 16 – Зависимость  $L=f(K,R)$

В уплотненном состоянии песок РУЗ ведет себя как упругая среда. Деформации подчиняются закону Гука:

$$\sigma = \frac{P}{S} = E \frac{\Delta l}{l} \quad (7)$$

где  $P$  — давление, Мпа;

$E$  — модуль Юнга для песчаника с определенной пористостью;

$l$  — начальная длина фильтрации (толщина уплотненного слоя), м;

$\Delta l$  — изменение толщины уплотненного слоя при сжатии, м

$$S = 4\pi R_z^2 \quad (8)$$

$S$  – площадь поверхности сферы РУЗ, м<sup>2</sup>;

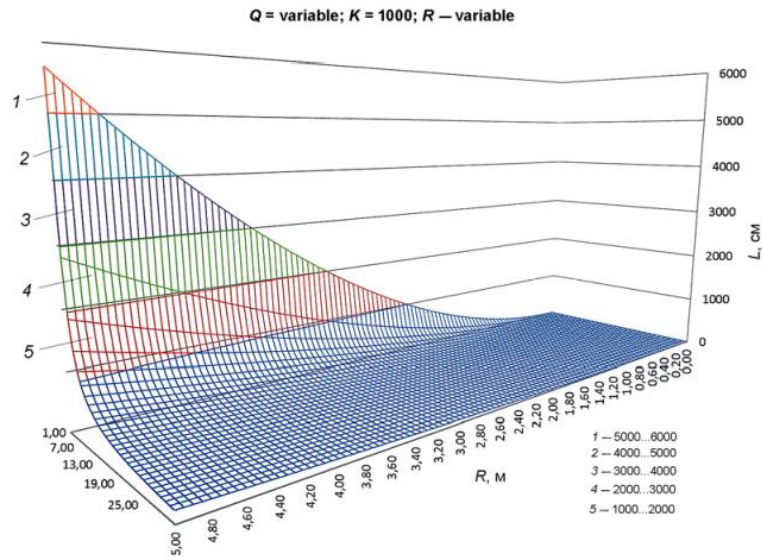


Рисунок 17 – Зависимость  $L=f(Q,R)$

Для предотвращения разрушения уплотненного слоя критическое давление закачки не должно превышать расчетного:

$$P_{crit} = E \frac{\Delta l}{l} 4\pi R_z^2 \quad (9)$$

Давление закачки регулируется подачей насоса.

Полученная модель позволяет описать процесс уплотнения призабойной зоны скважины и рассчитать основные параметры закачки проппанта при оптимизации операций крепления, с целью предотвращения выноса песка.

## 2.5 Возможность внедрения технологий на К... нефтегазоконденсатном месторождении

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин К... нефтегазоконденсатного месторождения является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора, загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения). Кроме того, особенно высокий уровень КВЧ (до 1500-3000 мг/л) наблюдается на скважинах после проведения ГРП. В настоящее время указанный фактор является одной из доминирующих причин выхода из строя насосных установок и их низкой наработки на отказ (более 50 %).

На основании полученной информации можно сделать вывод, что основным источником механических примесей на К... НГКМ являются песчаники продуктивных пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>.

На данный момент на месторождении уже применяются такие способы защиты внутрискважинного оборудования, как установка забойных щелевых фильтров и контроль за выносом механических примесей во время вывода скважины на режим и в процессе эксплуатации.

Забойный щелевой фильтр устанавливается как на трубах НКТ, так и на пакере под насосом. Наиболее распространённые из них на данном месторождении фильтры «MeshRite» (см. рисунок 18) производства компании Schlumberger, которые характеризуются высокой фильтрующей способностью, при этом создается минимальный перепад давления. Фильтры типа MeshRite (перфорированная базовая труба, обёрнутая трехмерным слоем прессованной стружки из нержавеющей стали и защищенной перфорированным кожухом) — наиболее универсальный и экономичный песчаный фильтр, обеспечивающий большую площадь притока, трехмерную фильтрацию и реализованный принцип «Один фильтр для всех видов песка».



Рисунок 18 – Щелевой фильтр «MeshRite»

Следующий, наиболее часто применяемый на данном месторождении способ минимизации воздействия от выноса механических примесей - контроль за выносом механических примесей во время вывода скважины на режим и в

процессе эксплуатации, что наиболее актуально для центробежных насосов большой производительности.

При выводе скважины на режим и в процессе создания депрессии на пласт происходит наибольший вынос слабосцементированных частиц породы, либо частиц цемента из заколонного пространства после проведения перфорации. Высокий вынос механических примесей способен привести к значительному износу рабочих органов насоса или их заклиниванию. Для плавного вывода скважин на режим в этом случае используются частотные преобразователи, позволяющие плавно изменять производительность насоса во времени после получения результатов проб о достижении фонового значения концентрации механических примесей на режиме.

Для контроля за выносом механических примесей по скважинам производится отбор проб с использованием специально врезанных пробоотборников, позволяющих производить отбор из центра потока. Также используются акустические методы контроля за выносом механических примесей, к одним из которых следует отнести датчики и счётчики частиц производства компании «ClampOn». Все датчики имеют идентичную конструкцию и полностью взаимозаменяемы, что значительно упрощает их монтаж, замену и обслуживание.

Выбор наиболее подходящего способа защиты внутрискважинного оборудования должен основываться на его физической эффективности, то есть должен максимально минимизировать вынос механических примесей, и экономической эффективности, увеличивая межремонтный период скважины и наработку насоса на отказ. Технологии, применяемые на К... НГКМ основаны на фильтрации флюида от мехпримесей и сложного контроля за разработкой, снижающего их вынос, однако работы по устранению причины выноса, слабой сцементированности ПЗП, не проводятся.

Поэтому, исходя из вышерассмотренной информации, для этих целей подходит крепление призабойной зоны скважины при помощи цементно-

песчаной смеси, т.к. данный способ обладает рядом преимуществ – высокая механическая прочность, незначительно снижение проницаемости. Данный метод необходимо применять совместно с уже имеющимися, что позволит значительно увеличить межремонтный период скважины, наработку насосов на отказ, и, как следствие, позволит повысить прибыльность добычи за счёт снижения затрат на ремонт т.к. межремонтный период увеличивается в 3-4 раза, кроме того, материалы, применяемые для крепления пзп данным способом, имеют низкую стоимость. Данный способ хорошо освоен и нашёл достаточно широкое распространение на месторождениях Российской Федерации

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б37	Бочаров Евгений Олегович

<b>Институт</b>	<b>Кафедра</b>	<b>Уровень образования</b>	<b>Направление/специальность</b>
Университет	Бакалавриат	Бакалавриат	Нефтегазовое дело

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

1. Расчёт экономической эффективности методов борьбы с механическими примесями	-Затраты на проведение работ -Затраты на ремонт -Прибыль от продажи нефти -Налог на прибыль -Прирост прибыли за счёт снижения количества ремонтов -Индекс доходности
--------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и крепление призабойной зоны скважины разными методами с точки зрения ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Применение данного метода эффективно с финансовой точки зрения, так как выручка от реализации будет превышать затраты.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Применение данного метода эффективно с финансовой точки зрения, так как выручка от реализации будет превышать затраты.

**Перечень графического материала**

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	23.03.2017
------------------------------------------------------	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Вазим А.А.	Кандидат экономических наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б37	Бочаров Евгений Олегович		

### **3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

#### **3.1 Расчёт экономической эффективности методов борьбы с механическими примесями**

На К... месторождении уже применяются такие методы борьбы, как установка забойных щелевых фильтров и контроль за выносом механических примесей во время вывода скважины на режим и в процессе эксплуатации. Поэтому для анализа выберем 2 неиспользуемых метода – крепление призабойной зоны пласта химическим и физико-химическим методом. В качестве химического метода возьмём закачку предполимерного уретана, т.к. у него наиболее высокие физические показатели эффективности, а в качестве физико-химического – закачку песчано-цементной смеси в пласт под давлением гидроразрыва.

Расчёт экономической эффективности производится исходя из стоимости проведения данных операций и увеличении дохода от добычи нефти за счёт увеличения межремонтного периода скважинного оборудования.

Работы производятся бригадой по капремонту, состоящей из трех человек – буровика 5-6 разряда, помощника буровика 4-го разряда, а также машиниста подъемного агрегата. Транспортировка рабочих жидкостей происходит с помощью спецтехники, закачка – специализированными насосными агрегатами.

Расчёты осуществляются для одного полного календарного года.

Для расчётов примем гипотетическую скважину со среденесуточным дебитом  $Q_c=10$  т/сут, межремонтным периодом 1 месяц, и коэффициентом эксплуатации  $K_3=0,9$ .

#### **Затраты на проведение работ**

Экономические затраты на проведение данных технологических операций называются себестоимостью. Эти операции включают в себя расходы на ЗП работникам, непосредственно участвующим в процессе проведения работ,



расходы на доп. ЗП работникам, занятым частично, отчисления на социальные нужды, расходы на материалы, цеховые и транспортные расходы.

Расходы на основную заработную плату складываются из нескольких показателей: тарифной стоимости труда, премиальных начислений и районного коэффициента. Расчеты по основной ЗП работникам приведены в таблице 6

Таблица 6 – Расходы на основную ЗП

Расходы на ЗП	Ставка, руб	Трудоёмкость, ч	Оплата по тарифу, руб	Премия, руб	Районный коэф., руб	Всего, руб
Ст. оператор	32	88	2816	1408	844,8	5068,8
Машинист	28	88	2464	1232	739,2	4435,2
Мл. оператор	25	88	2200	1100	660	3960
Сумма З <sub>пл</sub> , руб						13464

Расходы на дополнительную ЗП рабочим, занятым частично, рассчитываются по формуле

$$З_{\text{доп}} = З_{\text{пл}} * 0,8 = 13464 * 0,8 = 10771,2 \text{ руб.} \quad (10)$$

Отчисления на социальные нужды находятся по формуле

$$О = З_{\text{пл}} * \frac{28\%}{100\%} = 13464 * \frac{28}{100} = 4071,51 \text{ руб.} \quad (11)$$

Расходы на материалы при закачке уретанового предполимера в пласт выражаются следующей зависимостью

$$P_{\text{м}} = m_{\text{п}} * Ц_{\text{п}} \quad (12)$$

Где  $m_{\text{м}}$  – масса необходимого количества расходного материала кг,

$Ц_{\text{м}}$  – стоимость 1 м<sup>3</sup> данного материала.

Средняя стоимость уретанового предполимера – 230 р. за 1 кг. Для полного крепления необходимо приблизительно 250 кг материала, следовательно

$$P_M = 250 * 230 = 57500 \text{ р.}$$

Аналогично расчёт осуществляется для закачки цементно-песчаной смеси. Для закачки необходимо около 80 кг сухого цемента и 160 кг песка. Стоимость 1 кг сухого цемента примерно 5 руб., песка 2 руб. за 1 кг. Значит расходы на цементно-песчаную смесь равны

$$P_M = 80 * 4 + 160 * 2 = 640 \text{ р.}$$

Под цеховыми расходами  $P_{ц}$  принимают затраты на содержание зданий и сооружений, инвентаря и различным испытаниям, и работам.  $P_{ц} = 9600$  руб.

Транспортные расходы  $P_{тр}$  состоят из расходов на транспортировку смесей и промывочных жидкостей на скважину. Учитывают расстояние до скважины и стоимость одного километра. Т.к. до скважины порядка 1 км, то транспортные расходы будут складываться из стоимости одного километра на транспортировку рабочей жидкости и стоимости одного километра на транспортировку промывочной жидкости, которые составляют 364 руб. и 264 руб., соответственно. Таким образом,

$$P_{тр} = 364 + 264 = 628 \text{ руб.} \quad (13)$$

Общая стоимость проведения работ будет вычисляться по следующей формуле

$$Z_{п} = Z_{пл} + Z_{доп} + O + P_M + P_{тр} + P_{ц} \quad (14)$$

Соответственно для уретанового предполимера

$$Z_{п1} = 13464 + 1077,12 + 4071,51 + 57500 + 9600 + 628 = 86340,63 \text{ руб.}$$

Для цементно-песчаной смеси

$$Z_{п2} = 13464 + 1077,12 + 4071,51 + 640 + 9600 + 628 = 29480,63 \text{ руб.}$$

### **Затраты на ремонт**

Затраты на ремонт до проведения работ рассчитаем соотношением

$$Z_p = N_p * C_p = 12 * 35000 = 420000 \text{ руб.} \quad (15)$$

Где  $N_p$  – количество ремонтов в год,  $C_p$  – цена одного ремонта.

Закачка уретанового предполимера даёт увеличение межремонтного периода в 3 раза. Следовательно, количество ремонтов в год  $N_p$  снижается с 12 до 4.

Стоимость одного ремонта  $C_p$  приблизительно равна 35000 рублей. Значит затраты на ремонт можно рассчитать следующим соотношением

$$З_{p1} = N_p * C_p = 4 * 35000 = 140000 \text{ руб.}$$

Для цементно-песчаной смеси межремонтный период увеличивается в 2 раза, значит количество ремонтов в год равно 6. Затраты на ремонт будут равны

$$З_{p2} = 6 * 35000 = 210000 \text{ руб.}$$

### **Прибыль от продажи нефти**

Рассчитаем годовой дебит скважины  $Q_r$

$$Q_r = Q_c * 360 * K_9 = 10 * 360 * 0,9 = 3240 \text{ т/г} \quad (16)$$

Стоимость одной тонны нефти  $C$  равна 12000 рублей. Значит доход от продажи нефти за год  $D$  составляет

$$D = C * Q_r * N_{пр} = 12000 * 3240 = 38880000 \quad (17)$$

до проведения работ

$$D_0 = D - З_p = 38880000 - 420000 = 3468000$$

После закачки уретанового предполимера

$$D_1 = D - З_{p1} = 38880000 - 140000 = 3748000$$

После закачки цементно-песчаной смеси

$$D_2 = D - N_{пр} - З_{p2} = 38880000 - 210000 = 3678000$$

### **налог на прибыль**

налог на прибыль равен 20% и находится по формуле

До проведения работ

$$N_{пр0} = \frac{D_0 * 20\%}{100\%} = 832320 \text{ руб.} \quad (18)$$

Для уретанового предполимера

$$N_{пр1} = \frac{D_1 * 20\%}{100\%} = 899520 \text{ руб.}$$

Для цементно-песчаной смеси

$$N_{пр2} = \frac{D_2 * 20\%}{100\%} = 882720 \text{ руб.}$$

### **Прирост прибыли за счёт снижения количества ремонтов**

Для уретанового предполимера

$$\Delta\Pi_1 = (D_1 - H_{\text{пр1}}) - (D_0 - H_{\text{пр0}}) - Z_{\text{п1}} = 137660 \text{ руб.} \quad (19)$$

Для цементно-песчаной смеси

$$\Delta\Pi_2 = (D_2 - H_{\text{пр2}}) - (D_0 - H_{\text{пр0}}) - Z_{\text{п2}} = 138520 \text{ руб.}$$

### **Индекс доходности**

Индекс доходности ИД от реализации данных операций рассчитывается по формуле

Для уретанового предполимера

$$\text{ИД}_1 = \frac{\Delta\Pi_1}{Z_{\text{п1}}} = 1,6 \text{ руб/руб} \quad (20)$$

Для цементно-песчаной смеси

$$\text{ИД}_2 = \frac{\Delta\Pi_2}{Z_{\text{п2}}} = 4,7 \text{ руб/руб}$$

На основании проведённых расчётов можно сделать вывод, что применение цементно-песчаной смеси для крепления призабойной зоны пласта более эффективно по сравнению с закачкой уретанового предполимера. Несмотря на то, что прирост прибыли за год после проведения данных работ практически не отличается, индекс доходности цементно-песчаной смесью значительно выше, т.к. затраты на его реализацию значительно меньше.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б37	Бочаров Евгений Олегович

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Бакалавр</b>	<b>Направление/специальность</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

<b>1. Характеристика объекта исследования и области его применения</b>	Объект исследования: борьба с механическими осложнениями на К... НГКМ. Область применения: для повышения эффективности эксплуатации на К... НГКМ.
------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведения допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (коллективной и индивидуальной).</li> </ul> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (источники, средства защиты).</li> </ul>	<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1 Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенная запыленность</li> <li>– Превышение уровней шума и вибрации;</li> <li>– Низкая освещённость рабочей зоны</li> <li>– Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ.</li> <li>– Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися</li> </ul> <p>1.2 Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Движущиеся машины и механизмы;</li> <li>– Сосуды и аппараты, находящиеся под давлением</li> <li>– Пожаро-взрывобезопасность;</li> <li>– Электробезопасность;</li> </ul>
<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><b>2. Экологическая безопасность</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу</li> <li>– решение по обеспечению экологической безопасности.</li> </ul>

<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– перечень возможных ЧС на объекте</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
------------------------------------------------------	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер	Грязнова Е.Н.	к. т. н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б37	Бочаров Е.О.		

## **4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

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. Место их работы отличается достаточно высоким уровнем опасности, кроме того велика вероятность возникновения различных экстремальных ситуаций, которые создают угрозу здоровью работника. По этой причине мероприятия по оздоровлению и улучшению условий труда обязательны для проведения в производственном процессе. Необходимо создать наиболее благоприятные условия, необходимые для производительного труда и устранения причин профессиональных заболеваний и производственного травматизма, что возможно лишь при строгом следовании инструкциям по охране труда.

### **4.1 производственная безопасность**

Во время выполнения технологических операций работник может быть подвержен опасным и вредным факторам, способным нанести существенный вред его здоровью. Во избежание последствий воздействия данных факторов на здоровье работника, его рабочая зона должна быть устроена максимально безопасно, и воздействие данных факторов должно либо отсутствовать полностью, либо должно быть сведено к минимуму, и оставаться в неких допустимых масштабах. Для этого опасные и вредные факторы должны быть своевременно выявлены и по мере возможности устранены. В таблице 7 приведены опасные и вредные факторы для рассматриваемых в работе методов повышения эффективности эксплуатации скважин в условиях усложнённых механическими примесями.

Таблица 7 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по повышению эффективности эксплуатации скважин, осложнённых примесями.

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) Работа с оборудованием, находящимся под давлением; 2) Отбор проб с добывающих скважин; 3) работа с машинами и механизмами; 4) закачка рабочих жидкостей в пласт. 5) снятие показаний приборов;	1) Повышенная запыленность и загазованность воздушно-й среды; 2) Превышение уровней шума и вибрации; 3) Низкая освещённость рабочей зоны 4) Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. 5) Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	1) Движущиеся машины и механизмы; 2) Сосуды и аппараты, находящиеся под давлением. 3) Пожаро-взрывобезопасность; 4) Электробезопасность;	1) ГОСТ 12.1.005-88; 2) ГОСТ 12.01.003-83; 3) ГОСТ 12.4.011-89; 4) ГОСТ 12.2.062-81; 5) ВСН34-82; 6) ГОСТ 24346-80; 7) ГОСТ 12.1.004-91; 8) ГОСТ Р 52630-2012; 9) ГОСТ Р 12.1.019-2009. 10) ГОСТ 12.2.003-91;



#### 4.1.1 Анализ вредных производственных факторов

##### Повышенная запыленность и загазованность воздушной среды

В процессе производственных операций по креплению призабойной зоны пласта для повышения эффективности эксплуатации скважин при пескопроявлении рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов, выделяемых различными транспортными средствами, которые также поднимают в воздух большое количество пыли, негативно влияющей на организм работника. Кроме того, рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов (попутный газ и испарения лёгких углеводородных соединений) источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов, а также разгерметизация элементов фонтанной арматуры, необходимых для проведения технологических операций.

В запыленном и загазованном воздухе дыхание становится затруднительным, доступ кислорода уменьшается, возникает вероятность возникновения лёгочных заболеваний.

Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 8 приведены ПДК для различных видов пыли в воздухе.

Таблица 8 ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта [3].

Вещество	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO <sub>2</sub>	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO <sub>2</sub>	2	4

### Продолжение таблицы 8

Пыль растительного и животного происхождения	4	4
----------------------------------------------	---	---

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

В случае превышения запыленности и загазованности рабочей зоны необходимо проводить мероприятия по предупреждению их воздействия на организм работника. К таким мероприятиям можно отнести герметизацию оборудования, контроль воздушной среды рабочей зоны, и средства индивидуальной защиты: фильтрующие противогазы, защитные маски, респираторы.

#### **Повышенный уровень шума и вибраций**

При проведении технологических операций на нефтегазовых промыслах оператор подвержен воздействию повышенного уровня шума и вибраций, способных навредить органам слуха. Предельно допустимый уровень шума, согласно [4], на производственных объектах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций в рабочей зоне также регламентирован, согласно [5]. Некоторые предельно допустимые величины нормируемых параметров производственной локальной вибрации при длительности вибрационного воздействия 480 мин (8 ч) приведены в таблице 9.

Для снижения воздействия повышенного уровня шума и вибраций на нефтегазовых промыслах необходимо рациональное планирование расположения технологических объектов, снижение уровня шума в его источнике, рациональное планирование режима труда и отдыха работников, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: звукоизолирующие наушники, беруши, виброгасящая обувь, перчатки.

Таблица 9 – Предельно допустимые значения производственной локальной вибрации

Среднегеометрические частоты октавных полос, Гц	Предельно допустимые значения по осям X, Y, Z			
	виброускорения		виброскорости	
	м/с <sup>2</sup>	дБ	м/с*10 <sup>-2</sup>	дБ
8	1,4	123	2,8	115
16	1,4	123	1,4	109
31,5	2,8	129	1,4	109
63	5,6	135	1,4	109
125	11	141	1,4	109

### **Недостаточная освещённость рабочей зоны**

Проведение различных технологических операций на кустовых площадках, рабочем месте оператора, может занимать достаточно много времени, по этой причине работы могут проводиться в вечернее и в ночное время, когда уровень естественной освещённости очень низок. Согласно [6] рабочие места, объекты, проезды и подходы к ним, проходы и переходы в темное время суток должны быть освещены. Для освещения кустовых площадок используются прожекторы, подвешенные на определённой высоте, что необходимо для избегания их слепящего воздействия. Минимальная освещённость кустовых площадок должна быть не менее 13 лк [6].

### **Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ**

При выполнении различных технологических операций на кустовых площадках, при работе со скважинами, работники подвержены воздействию токсических и раздражающих веществ. Это могут быть лёгкие, летучие фракции

нефти, испарения нефти, попутный газ. Их источником могут быть нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов, а также разгерметизация элементов фонтанной арматуры, необходимых для выполнения тех или иных технологических операций.

Очень опасной может быть комбинация углеводорода и сероводорода. Совместное их воздействие на организм проявляется значительно быстрее, чем изолированное и в первую очередь поражению поддаётся центральная нервная система. Углеводороды могут влиять на сердечно-сосудистую систему, эндокринный аппарат, нарушать функции печени, приводят к снижению в крови содержания гемоглобина и эритроцитов. Отравление парами нефти обычно сопровождается удушьем, головокружением, тошнотой, общей слабостью организма. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны регулируется согласно [3].

Значения ПДК для наиболее распространённых веществ на нефтегазовых промыслах представлены в таблице 10.

Таблица 10 – ПДК для вредных веществ в воздухе на рабочих местах [3]

<b>Вещество</b>	<b>ПДК, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Класс опасности</b>
Метанол	15	3
Углеводороды предельные C <sub>12-19</sub>	1	4
Диоксид серы	10	3
бензол	2	2
Сажа	4	3
Углерода оксид	5	4

Для снижения рисков заболеваний и отравлений работники нефтегазового промысла должны быть снабжены средствами индивидуальной защиты согласно [7]. Данные средства должны защищать органы дыхания, зрения, руки, лицо, голову. Для этих целей выдаётся спецодежда, специальная

обувь, перчатки, фильтрующие противогазы, респираторы, защитные очки и прочие средства защиты.

### **Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися**

Рабочая зона оператора – это преимущественно кустовые площадки, находящиеся на открытой местности. В связи с этим, при выполнении любых работ, возможен контакт с живностью, обитающей в дикой природе, окружающей месторождение. Это могут быть как насекомые – комары, клещи, слепни и т.д., так и крупные животные, такие как змеи, медведи и прочие хищники.

Кровососущие насекомые способны нанести незначительный ущерб здоровью в виде кожного зуда, небольших воспалений, однако они также способны переносить различные заболевания. Наиболее опасная и распространённая из них – болезнь лайма, передающаяся клещами. Для того, чтобы обезопасить себя, рабочим необходимо применять средства индивидуальной защиты – москитные маски, плотная одежда, спреи от клещей и комаров. Если наверняка известно о присутствии в области рабочей зоны насекомых, передающих заболевания, то необходимо проводить дезинсекцию, согласно [24]

Крупные животные способны нанести значительный ущерб здоровью. Это могут быть укусы, царапины, прочие механические травмы, а также заболевания, общие для человека и животных. В мерах безопасности необходимо избегать непосредственного контакта с дикими животными. По мере возможности нужно заставить покинуть дикое животное рабочую зону, в случае возникновения угрозы, срочно покинуть рабочее место. Если животное всё же нанесло повреждения работнику, необходимо срочное оказание первой медицинской помощи с дальнейшей госпитализацией. Профилактику распространения общих для человека и животного заболеваний проводят в соответствии с [25].

## **4.1.2 Анализ опасных производственных факторов**

### **Движущиеся машины и механизмы**

При проведении работ по снижению пескопроявления скважины, проводят различные операции, например, крепление призабойной зоны пласта путём закачивания крупнозернистого песка или цементно-песчаной смеси в пласт при давлении гидроразрыва пласта. Для этого используется большое количество различных транспортных средств и агрегатов на базе автомобилей, вследствие чего возникает вероятность травматизма для работников со стороны движущихся машин и механизмов. Техника безопасности при проведении производственных работ, правильное расположение рабочих агрегатов относительно скважин и относительно друг друга регулируется согласно [8].

### **Сосуды и аппараты под давлением**

На нефтяных и газовых промыслах работники имеют дело с сосудами и резервуарами, в которых давление достигает нескольких десятков мегапаскалей. Высокий уровень давления в технологическом оборудовании и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие, нанести травмы работникам, в том числе несовместимых с жизнью. Во избежание опасных для жизни ситуаций всё оборудование должно соответствовать требуемым нормам [9]. Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Работник, следящий за данным оборудованием обязан поддерживать уровень давления не выше предельно допустимого, которое может привести к отказу или выходу из строя регулирующих и предохранительных клапанов. При достижении давления максимально допустимого уровня необходимо принять срочные меры по его снижению.

Работники же должны знать технику безопасности при работе с оборудованием, находящимся под высоким давлением, для чего периодически проводятся инструктажи.

Недопустима подача в сосуды сжатого воздуха или газа с большим содержанием паров масла, которое при перегреве разлагается и, соединяясь с воздухом, может образовать взрывоопасную смесь. Также В случае обнаружения трещин, вспучивания стенок, пропускания газа или жидкости, отпотевания в сварных швах, неисправности или некомплектности крепежных деталей, крышек и люков, неисправности или отсутствия предохранительных клапанов, манометров, термометров, сигнальных устройств и т. д. эксплуатация сосудов не допускается во избежание разрушения корпуса, вырывания крышек и люков сосуда и тому подобных аварий. Для работы внутри емкости рабочий должен быть снабжен спецодеждой и защитными очками. Работу должны выполнять не менее двух человек, из которых один находится снаружи и наблюдает за состоянием работающего внутри.

### **Пожаробезопасность**

Нефтегазовые промыслы особенно подвержены возникновению пожаров и опасных взрывов. Чтобы избежать опасных ситуаций территория нефтегазового комплекса должна быть всегда в чистоте и порядке, легковоспламеняющиеся предметы должны храниться в изоляции, бытовой мусор должен утилизироваться, не допускается хранение нефти и нефтепродуктов в открытом виде, в ямах и открытых резервуарах.

Для предупреждения пожаров все нефтегазопромысловые объекты должны быть оборудованы системами пожарной безопасности, современными автоматическими средствами сигнализации, автоматическими стационарными системами тушения пожаров, первичными средствами пожаротушения. Данные правила безопасности регламентируются согласно [10]. Тип, количество и размещение средств тушения пожаров определяют по нормам, приведенным в [11].

При небольших возгораниях первичные средства пожаротушения такие как пожарные стволы, действующие от внутреннего пожарного трубопровода, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла и др. При крупных возгораниях

применяют стационарные установки пожаротушения, в которых все элементы смонтированы и постоянно находятся в готовности к действию. Они могут быть автоматическими или дистанционными (приводятся в действие людьми). Не менее распространены спринклерные установки. Они представляют собой сеть водопроводных труб, расположенных под перекрытием. В трубах постоянно находится вода. В них через определенные расстояния вмонтированы оросительные головки - спринклеры.

### **Электробезопасность**

Все нефтегазовые комплексы полностью электрифицированы, поэтому рабочие постоянно сталкиваются с приборами и оборудованием, находящимся под напряжением. Поэтому работник должен уметь пользоваться такими приборами, знать их основное устройство, принцип работы. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, может стать причиной летального исхода.

Для повышения безопасности при работе с электрооборудованием разработаны основные коллективные способы и средства электробезопасности, такие как 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.

Индивидуальные основные изолирующие электробезопасные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В установках до 1000 В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными



рукоятками. Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение – усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в [12].

## **4.2 Экологическая безопасность**

### **Защита атмосферы**

Большая часть выбросов на нефтегазовых промыслах, порядка 70-75% [23], приходится на атмосферу. 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. Также влияние на загрязнение атмосферы оказывают выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автомобилей промысла, и различных технологических установок, буровые установки, газопроявление и выбросы попутного нефтяного газа, прорывы выкидных линий и прочие аварии, причинами которых обычно являются некачественное строительство; механические повреждения; коррозия трубопроводов; изменение проектных решений в процессе строительства.

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.

Для предотвращения неконтролируемых выбросов в атмосферу проводят полную герметизацию оборудования для сбора и транспортировки нефти и газа, осуществляют контроль швов сварных соединений трубопроводов, проводят защиту оборудования от коррозии, утилизируют попутный газ.

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 11.

Таблица 11 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне [13]

<b>Наименование загрязняющих веществ</b>	<b>ПДК в воздухе, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Класс опасности</b>
Двуокись азота	0,085	2
Окись углерода	5	4
Углеводороды	5	4
Сажа	0,15	3
Метанол	1	3
Бензин	100	4
Серы диоксид	10	3

### **Защита гидросферы**

Порядка 20% [14] всех углеводородных выбросов на нефтегазовых промыслах приходится на гидросферу. Помимо углеводородов в различные водные источники так же попадают соединения серы, азота, кислорода, которые также негативно влияют на водные ресурсы.

Источников загрязнения водоёмов может быть очень много, это 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 и многие другие.

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. Это может привести к гибели водоплавающих птиц, животных, обитающих под водой, загрязнению околородной среды. Кроме того, тонкий слой углеводородов будет испаряться, что приведёт к его попаданию в атмосферу. Со временем часть углеводородов перемешивается с водой, сосредотачиваясь в водных горизонтах. Содержание такой растворённой нефти не должно быть выше 10 мг/л. Для оценки загрязнения воды, поглощающей кислород, введён коэффициент биохимической потребности в кислороде (БПК), который не должен превышать 3 мг/л согласно [14].

Для предотвращения выбросов нефти и нефтепродуктов в водоёмы необходимо проведение целого ряда различных мероприятий. В первую очередь запрещается сброс сточных вод в водные объекты. Необходимо вынесение объектов из экологически уязвимых зон. Система сбора и транспорта продукции скважин должна быть надёжно герметизирована. Переходы трубопроводов через водные преграды должны осуществляться подземно. Отсыпка кустовых площадок осуществляется с учетом поверхностной системы стока. Сбор разлившихся нефтепродуктов необходимо проводить в аварийную емкость с последующей перекачкой на УПН. Необходимо осуществлять биологическую очистку хозяйственно-бытовых стоков, при ремонтах скважин сбор нефтяной эмульсии осуществлять в коллектор.

## Защита литосферы

Около 5% [13] всех загрязнений от нефтегазовых промыслов приходится на почву. Бурение скважин, обустройство нефтегазовых месторождений, сооружение подземных хранилищ приводит к изменениям почвенной среды и ландшафта.

При освоении и прокладки новых дорог, соединяющих технологические комплексы месторождений, обустройство новых трубопроводов и другие организационные работы оказывают влияние на поверхностный слой почвы, заставляя его разрушаться под колесами и гусеницами автотранспорта, под весом колон труб и высоких буровых мачт, а также другой строительной техники и оборудования.

Во время проведения технологических операций с химическими агентами, велика вероятность попадания оных не только в продуктивные пропластки, но и за его пределы, путём перетоков, или неплотной кровли пропластка, что, в свою очередь приводит к изменению физико-химических свойств почвы, и оказывает на неё негативное воздействие.

Для почв предусмотрены предельно-допустимые значения концентраций вредных химических соединений, основные из которых представлены в таблице 12.

Таблица 12 – ПДК вредных химических веществ в почве [15]

Вещество	ПДК, мг/кг	Показатель вредности
Бензин	0,1	Воздушно-миграционный
Диметилбензолы	0,3	Транслокационный
Сероводород	0,4	Воздушно-миграционный
Серная кислота	160	Общесанитарный
Этенилбензол	0,1	Воздушно-миграционный

Планирование экологической защиты литосферы начинается на стадии проектирования строительства нефтегазового комплекса согласно [16]. Если всё

же загрязнение почвы неизбежно, то необходима её последующая рекультивация, согласно [17].

### **4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, а также могут быть следствием экологических и стихийных факторов. На нефтегазовых промыслах из всех чрезвычайных ситуаций наиболее вероятны и опасны пожары и взрывы. Причиной возникновения пожара может открытый огонь, искра, трение, удары, перегревы деталей механизмов, неисправностей в электроснабжении.

Чтобы не допустить пожароопасной ситуации все объекты на промысле должны быть правильно расположены относительно друг друга: от устья скважины до общественных зданий расстояние должно быть не менее 500 м, до насосных станций и резервуаров от 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м. Всё электрооборудование на промысле должно проходить своевременную проверку, работать с ним должны только специально обученные люди и персонал, прошедший инструктаж. Все установки на промысле должны быть снабжены системами противопожарной сигнализации и противопожарной автоматикой [18].

В случае возникновения открытого огня необходимо его ликвидировать средствами первичного пожаротушения: огнетушителями, струёй воды, изоляцией огня от кислорода и т.д. Если тушение открытого огня не представляется возможным, в связи с его площадью и интенсивностью, необходима срочная эвакуация рабочего персонала по заранее разработанному плану действий согласно [19], который включает в себя стратегию эвакуации рабочих и пункт сбора, систему оповещений и радио- и телефонной связи, укрытие рабочего персонала в специальные помещения, предназначенные для защиты в случае таких ситуаций, использование СИЗ в случае необходимости, оказание медицинской помощи пострадавшим, организация аварийно-спасательных работ в зонах ЧС.

Чтобы снизить вероятность возникновения ЧС необходим комплекс по предупреждению подобных ситуаций. К нему можно отнести - повышение надежности технологического оборудования, совершенствование рабочих процессов, своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок, применение высококачественного сырья и материалов, участие в работах высококвалифицированного персонала.

#### **4.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Рабочие смены оператора делятся на две, по 12 часов каждая, так как необходим постоянный контроль за состоянием скважин. Не допускаются к работе женщины, подростки и лица, не имеющие соответствующих допусков. Перед началом работы сотрудник должен быть снабжён спецодеждой в количестве двух комплектов.

Работникам выплачиваются льготы и компенсации в случае получения ими физического ущерба, т.к. работы на нефтяных и газовых промыслах являются вредными и опасными для здоровья. Это могут быть увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Оператор добычи ежедневно контактирует с нефтегазовым оборудованием, которое должно отвечать требованиям надёжности и безопасности. Конструкция оборудования должна содержать защитные средства, и обеспечивать удобное выполнение трудовых обязанностей оператора для того, чтобы обеспечить устранение или снижение опасных и вредных факторов до соответствующих значений. Рабочая область должна соответствовать требованиям [20], которые учитывают удобное выполнение работ в положении сидя или стоя или в обоих положениях.

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с [21] и [22].

Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Так как основная рабочая зона

оператора - это кустовая площадка, то расположение объектов на ней должно соответствовать утверждённой принципиальной схеме, разработанной с учётом особенностей производственных условий и удобства работы с оборудованием, входящим в неё.

## **Заключение**

Снижение проявления механических примесей может значительно облегчить процесс эксплуатации за счёт увеличения межремонтного периода. Был проведён подробный анализ существующих методов борьбы с механическими примесями, их разновидности, технологии, позволяющие их осуществлять; проведён анализ их технологической эффективности с целью определения наиболее эффективных из них.

Комбинации различных методов позволяют практически полностью нейтрализовать последствия проявления мехпримесей, что и было предложено в данной работе. На основании проведённого анализа был сделан вывод, что на месторождении N следует применить метод крепления призабойной зоны скважины путём закачки цементно-песчаной смеси в пласт. Его применение целесообразно с уже используемыми методами снижения проявления мехпримесей на данном месторождении.

Был проведён экономический расчёт эффективности методов крепления призабойной зоны скважины закачкой уретанового предполимера и цементно-песчаной смесью, в результате которого выяснилось, что последний метод более экономически выгодный. Также в данной работе были освещены основные обстоятельства, влияющие на окружающую среду, опасные и вредные производственные факторы.



## Список литературы

1. Смольников С.В. Повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными песчаниками. 2015. – 134 с.
2. Каушанский Д.А. химические методы ограничения выноса песка в нефтяных и газовых скважинах. Научная статья/ Цицорин А.И., Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А., 2013. – 8.
3. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»;
4. ГОСТ 12.01.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»;
5. ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения»;
6. ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
7. ГОСТ 12.4.011-89 «Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»;
8. ГОСТ 12.2.003-91 «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»;
9. ГОСТ Р 52630-2012 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия»;
10. ГОСТ 12.1.004-91 «Пожарная безопасность. Общие требования»;
11. СП 5.13130.2009 «Свод правил. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования»;
12. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
13. ГН 2.2.5.686-98 «Химические факторы производственной среды. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»;
14. СанПиН 4630-88 «Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения»;

15. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в почве. Гигиенические нормативы»;
16. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»;
17. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель»;
18. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»;
19. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»;
20. ГОСТ 12.2.049-80 «Оборудование производственное. Общие эргономические требования»;
21. ГОСТ 19605-74 «Организация труда. Основные понятия. Термины и определения»;
22. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 «Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем».
23. ГОСТ Р 55415-2013 «Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки»
24. СанПиН 3.5.2.1376-03 «Санитарно-эпидемиологические требования к организации и проведению дезинсекционных мероприятий против синантропных членистоногих»
25. СП 3.1.096-96, ВП 13.3.1103-96 «Профилактика инфекционных болезней. Профилактика и борьба с заразными болезнями, общими для человека и животных»