

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

**МЕТОДЫ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НА ПРИМЕРЕ
ЯРЕГСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Руководитель _____ канд. техн. наук, доцент М.Т. Нухаев
подпись, дата

Выпускник _____ М.А. Анищенко
подпись, дата

Консультанты:
Безопасность и экологичность _____ Е.В. Мусяченко
подпись, дата

Нормоконтролер _____ С. В. Коржова
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт нефти и газа

Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Булчаев Н.Д.
подпись
« _____ » _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Анищенко Максиму Александровичу

Группа ЗНБ12-04

21.03.01.Нефтегазовое дело

21.03.01.02 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема выпускной квалификационной работы: Методы добычи высоковязких нефтей на примере Ярегского нефтяного месторождения

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР доцент кафедры РЭНГМ, к.т.н. М.Т. Нухаев, ИНиГ СФУ

Исходные данные для ВКР: Пакет технической, технологической и нормативной информации по Ярегскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, научная литература, отчеты о научно-исследовательской работе.

Перечень разделов ВКР:

- 1.Геология месторождения;
2. Обзор текущих методов разработки;
3. Выбор способа разработки для применения на Ярегском нефтяном месторождении;
4. Безопасность и экологичность.

Руководитель ВКР

М.Т. Нухаев

подпись

Задание принял к исполнению

М.А. Анищенко

подпись

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме Методы добычи высоковязких нефтей на примере Ярегского нефтяного месторождения содержит 78 страниц текстового документа, 17 рисунков, 14 таблиц, 30 использованных источников.

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ТЕПЛОВЫЕ МЕТОДЫ, ПАРОГРАВИТАЦИОННЫЙ ДРЕНАЖ, ЗАКАЧКА ПАРА, ВЯЗКАЯ НЕФТЬ, БИТУМЫ.

Объектом исследования является текущее состояние разработки высоковязкой нефти Ярегского нефтяного месторождения.

Целью работы является выбор и последующая модификация методов увеличения нефтеотдачи в условиях разработки Ярегского нефтяного месторождения. Исходя из этого, были поставлены следующие задачи:

1. предоставить характеристику геологического строения месторождения;
2. проанализировать текущее состояние разработки Ярегского месторождения;
3. провести обзор различных методов разработки высоковязких нефтей;
4. сделать рекомендации по выбору и модификации новых тепловых способов разработки.

В процессе работы проводился анализ существующих методов увеличения нефтеотдачи, была дана их характеристика и применимость к условиям Ярегского месторождения.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

1 Введение	4
1.1 Геология месторождения	5
1.2 Тектоническое строение месторождения.....	5
1.3 Геологическая характеристика продуктивного пласта.....	8
1.4 Физико-химические свойства нефти.....	21
2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения.....	24
3 Выбор способа разработки для применения на Ярегском нефтяном месторождении.....	34
3.1 Обзор способов разработки месторождений высоковязкой нефти и природного битума.....	34
3.2 Парогравитационный способ добычи тяжелой нефти и природного битума.....	47
3.3 Модификация парогравитационного способа воздействия на пласт.....	52
4 Безопасность и экологичность.....	56
4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ.....	56
4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	58
4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования.....	59
4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса.....	62
4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности.....	64
4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.....	65
4.7 Экологичность проекта.....	67
Заключение.....	69
Список сокращений.....	70
Список использованных источников.....	72

ВВЕДЕНИЕ

Ярегское месторождение расположено в южной части Тимано-Печорской провинции в Ухтинском районе Республики Коми.

Нефтетитановая залежь расположена на глубине около 200 м в песчаниках среднего и верхнего девона и содержит аномально вязкую нефть.

Месторождение включает три структуры: Ярегскую, Лыаельскую и Вежавожскую. В промышленной разработке с 1939 г. находится только Ярегская площадь, где с 1972 г. применяется термошахтная технология.

Освоенная на месторождении термошахтная технология, несмотря на высокие технологические показатели, характеризуется большими эксплуатационными затратами и неудовлетворительными условиями труда. Ее применение может быть эффективным лишь на площадях, подготовленных действующими горными выработками при условии освоения новых менее затратных технологий и обеспечении нормальных санитарных условий труда.

Для разработки лицензионных площадей месторождения, где горные сооружения отсутствуют (часть Ярегской площади, а также Лыаельская площадь) более целесообразно осваивать технологии теплового воздействия на пласт с поверхности.

В данной дипломной работе рассматриваются методы разработки Ярегского нефтяного месторождения и предлагается модификация парогравитационного метода, что позволит более экономически рентабельно проводить разработку месторождения.

1 Геология месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

Ярегское месторождение тяжёлой высоковязкой нефти находится в экономически развитом Ухтинском районе Республики Коми в 18 км к юго-западу от г. Ухты по железной дороге Воркута-Котлас. Географические координаты его: 63° 25′ северной широты и 53° 11′ восточной долготы.

Месторождение расположено на северо-восточном склоне Южного Тимана в своде Ухтинской брахиантиклинальной складки амплитудой до 800 м. Эта крупная структура платформенного типа, вытянутая в северо-западном направлении более чем на 70 км, в сводовой части осложнена четырьмя локальными поднятиями-структурами третьего порядка. Месторождение приурочено к Ярегской, Льяэльской и Вежавожской структурам, которые имеют единый контур нефтеносности и общую протяжённость 36 км в центральной и южной части складки.

Нефтяная залежь пластового сводового типа шириной 4-5 км и высотой до 87 м находится в песчаниках среднего и верхнего девонев, слагающих продуктивный единый пласт III (местной номенклатуры). Он лежит в основании преимущественно глинистого девонского разреза непосредственно на неровной поверхности рифейского фундамента на глубине 130-300 м. При средней толщине 70 м пласт выклинивается на западе на выступах фундамента и обрывается здесь сколами крупного тектонического нарушения, а во впадине фундамента, занимающей большую площадь месторождения, достигает максимальной толщины до 106 м.

Соответствующие упомянутым структурам третьего порядка и примерно одинаковые по размерам собственно Ярегский и Льяэльский своды по кровле пласта на глубине от 130 м на западе до 200 м на востоке, при резко асимметричном строении, имеют пологие крылья (1-30), вытянутые в северо-западном региональном направлении. Между собственно Ярегским и Льяэльским сводами, где располагается вновь выделенное шахт в поле 2бис,

над поперечным поднятием фундамента вырисовывается Южноярегский купол высотой 45м, имеющий северо-восточное простирание оси.

Месторождение открыто в 1932 году. Ярегская и Лыаельская площади его разведывались 150 скважинами по сетке, близкой к 1х1 км - до 1953 г. (с перерывом в 1946-50 годах). Многочисленные подземные разведочные скважины бурились в среднем через 200 м.

С 1939 года, после опытной нерентабельной разработки с поверхности, месторождение эксплуатировалось шахтным способом на естественном режиме пласта. За 34 года разработки Ярегской и северной части Лыаельской площадей (около 41 км²) тремя нефтешахтами добыто 7437 тыс. тонн нефти, при среднем коэффициенте нефтеотдачи 0,032 .

С 1971 года ведется вторичная эксплуатация пласта термошахтным способом. На площади шахтного поля 2бис тепловые способы разработки не применялись.

Размер шахтного поля по общему простиранию структуры месторождения от 2,6 км на западе до 4 км на востоке, а в поперечном направлении в центральной части оно вытянуто в контуре нефтеносности до 6 км. Общая площадь нового шахтного поля в контуре нефтеносности 1600,4 га.

Лыаельская площадь, занимающая центральную часть Ярегского месторождения, расположена на юго-восточном склоне Южного Тимана, в междуречье рек Ижма и Ухта. Географические координаты её 63°25' северной широты и 53°26' восточной долготы. В пределах рассматриваемой территории протекает речка, по названию которой названа площадь. Лыаельская площадь расположена в Ухтинском районе Республики Коми, в 30 км (по автодороге) от административного центра г. Ухты и в 10 км к юго-востоку от пос. Ярега, где расположена железнодорожная станция Ярега северной железной дороги. На севере Лыаельской площади в 1973 г. создан опытно-промышленный промысел, который связан с ближайшим населённым пунктом пос. Первомайский (нефтешахта 2) грунтовой дорогой протяжённостью 6 км и далее

с пос. Ярега (нефтешахта 1) и г. Ухта дорогой круглогодичного действия с асфальтобетонным покрытием. Добытая нефть отправляется по железной дороге на ОАО "Лукойл-Ухтанефтепереработка".

Климат района умеренно-холодный со слабо выраженным континентальным характером. Особенностью его является избыточная влажность, резкие сезонные и суточные колебания температуры и атмосферного давления. По данным ухтинской метеостанции среднегодовая температура воздуха минус 1,1 °С, наиболее холодного месяца минус 17,6 °С, а самого тёплого – плюс 15 °С. Абсолютный максимум температуры воздуха плюс 37,7 °С, а абсолютный минимум – минус 55 °С. Продолжительность отопительного периода 259 дней.

Среднегодовое количество осадков 525 мм, летние осадки составляют 60 %. Число дней со снежным покровом 202. Средняя высота снежного покрова 76 см.

Ветры имеют преимущественно юго-западное направление зимой и северное – летом. Средняя скорость ветра составляет 3 м/с, а максимальная достигает 25 м/с. Среднегодовое число дней с гололёдом 21. Вечной мерзлоты нет. Максимальная глубина сезонного промерзания грунтов под оголённой от снега поверхностью 2,1-2,5 м. Реки замерзают в середине ноября и вскрываются в мае. Местность представляет собой залесенное и в значительной степени заболоченное (более 15%) плоско-волнистое плато, изрезанное долинами мелких речек и ручьёв глубиной до 20-40 м. Абсолютные отметки водоразделов колеблются в пределах плюс 140-плюс 160 м, а наивысшая точка достигает плюс 172 м над уровнем Балтийского моря. Современный рельеф сформировался в результате ледниковых, водно-ледниковых и эрозионных процессов и сохраняет некоторые морфологические элементы, свидетельствующие об унаследованности древних тектонических структур. Коренные породы расположены большей частью под рыхлыми отложениями.

Несудоходная р. Ухта протекает в 12 км к северу от центра Ярегского месторождения. В пределах последнего протекают мелкие притоки рек Ухта и Ижма, берущие начало из болот. Речка Лыаэль с притоками впадает в речку Седью – левый приток Ижмы. Имеется также много мелких безымянных ручьёв, обычно пересыхающих в летнее время.

Основным источником хозяйственно-питьевого водоснабжения действующих предприятий, общее водопотребление которых более 3500 м³/сут, является речка Лунь-Вож, протекающая близ западной границы месторождения. Минимальный расход её 120 л/с. Очистка воды осуществляется на фильтровальной станции. Более перспективными для центрального водоснабжения следует считать подземные воды доманиковского водоносного горизонта. Эти воды, вскрытые скважинами в 6-ти км восточнее пос. Ярега, при стабильных высоких дебитах, по химическим свойствам и бактериальной характеристике являются пригодными для хозяйственных и питьевых нужд.

Разработка залежи в северной части Лыаэльской площади к 1973 г. закончена и начиная с 1974 г. на опытно-промышленном участке, расположенном за контуром шахтной разработки, ведутся работы по добыче нефти паротепловым способом с поверхности.

1.2 Тектоническое строение месторождения

Особенности тектонического строения района определяются расположением его в пределах северо-восточного склона Тиманского поднятия (антеклизы), характеризующегося малой и неравномерной толщиной осадочного покрова (от 100-200 до 800-1000 м), структурные планы которого наследуют основные черты строения кровли и внутренней структуры фундамента.

Основным структурным элементом района является Ухта-Ижемский вал, представляющий собой сложно построенную пологую асимметричную положительную структуру в породах среднего и верхнего палеозоя.

Структура чётко выражена в рельефе фундамента, разбитого многочисленными тектоническими нарушениями различной амплитуды, значительная часть которых прослеживается и в нижних горизонтах платформенного чехла. Простирается вала северо-западное (тиманское), размеры около 280*10 км, амплитуда по кровле фундамента не менее 800 м. На юго-западе вал отделяется зоной глубинного разлома (Ярегский сброс) от Кедвинско-Вольского прогиба, состоящего из трёх обособленных впадин (с севера на юг): Кедвинско-Эшмесской, Тобысьской и Верхне-Вольской. На северо-востоке по региональному нарушению (Верхне-Ижемскому флексуробросу) граничит с районами Печорской синеклизы.

Наиболее крупные поднятия вала – Ухтинское и Верхне-Ижемское. Ухтинская складка, занимающая северо-западную часть вала, представляет собой линейно-вытянутую антиклиналь размерами до 77*10-20 км и амплитудой около 240 м (по изогипсе минус 200 м подошвы верхнего девона). Складка осложнена целым рядом локальных структур, представленных (с северо-запада на юго-восток) Верхне-Чутицким, Водненским, Ярегским, Южно-Ярегским, Льяэльским и Вежа-Вожским поднятиями.

Ярегское нефтяное месторождение приурочено к центральной и юго-восточной частям Ухтинской складки в пределах Ярегской, Южно-Ярегской, Льяэльской и Вежавожской структур. Размеры его по контуру нефтеносности около 40х 2-6 км (рисунок 1.1 и рисунок 1.2).

Ухтинская складка и осложняющие её локальные поднятия асимметричны, имеют относительно крутые (до 2°30′) и короткие юго-западные и более пологие (1°30′) и широкие северо-восточные крылья. Оба крыла структуры в её при сводовой части возможно почти на всём её протяжении рассечены и опущены по линиям крупных тектонических

нарушений, проходящих непосредственно за границами Ярегского месторождения (в 0,3-2,5 км от контура шахтных полей). Нарушения протягиваются в северо-западном направлении в 6-7 км друг от друга в виде почти параллельных дугообразных зон. Одно из этих нарушений давно известный Ярегский или «Большой Ярегский сброс, отделяющий Ухта-Ижемский вал от Кедвинско-Вольского прогиба. Сброс выражен сложной системой разрывных нарушений с рядом оперяющих трещин общей шириной до 1 км. Суммарные смещения по фундаменту в опущенных блоках на юго-западе зоны достигает 100-140 м. «Восточный» сброс, выявленный при до разведке месторождения на рудные ископаемые в 1967-68 гг., тоже представляет собой зону нарушений типа ступенчатого сброса с амплитудой смещения по фундаменту от 10-20 м на северо-западе до 50-80 м в средней части складки.

Между этими наиболее крупными законтурными продольными разрывными нарушениями месторождение ограничено на северо-западе системой близ меридиональных грабенов и горстов общей шириной до 3 км. К северо-западу от этой зоны располагается гипсометрически наиболее приподнятое центральное поднятие фундамента и свода Ухтинской складки (Водненский выступ), в пределах которого отсутствуют продуктивные отложения среднего девона увеличенной мощности и разделённых поперечными выступами фундамента (Южно-Ярегским др.). Несоответствие структурных планов, дизъюнктивная нарушенность и проявления магматизма определяются расположением месторождения в зоне активного долгоживущего глубинного разлома.

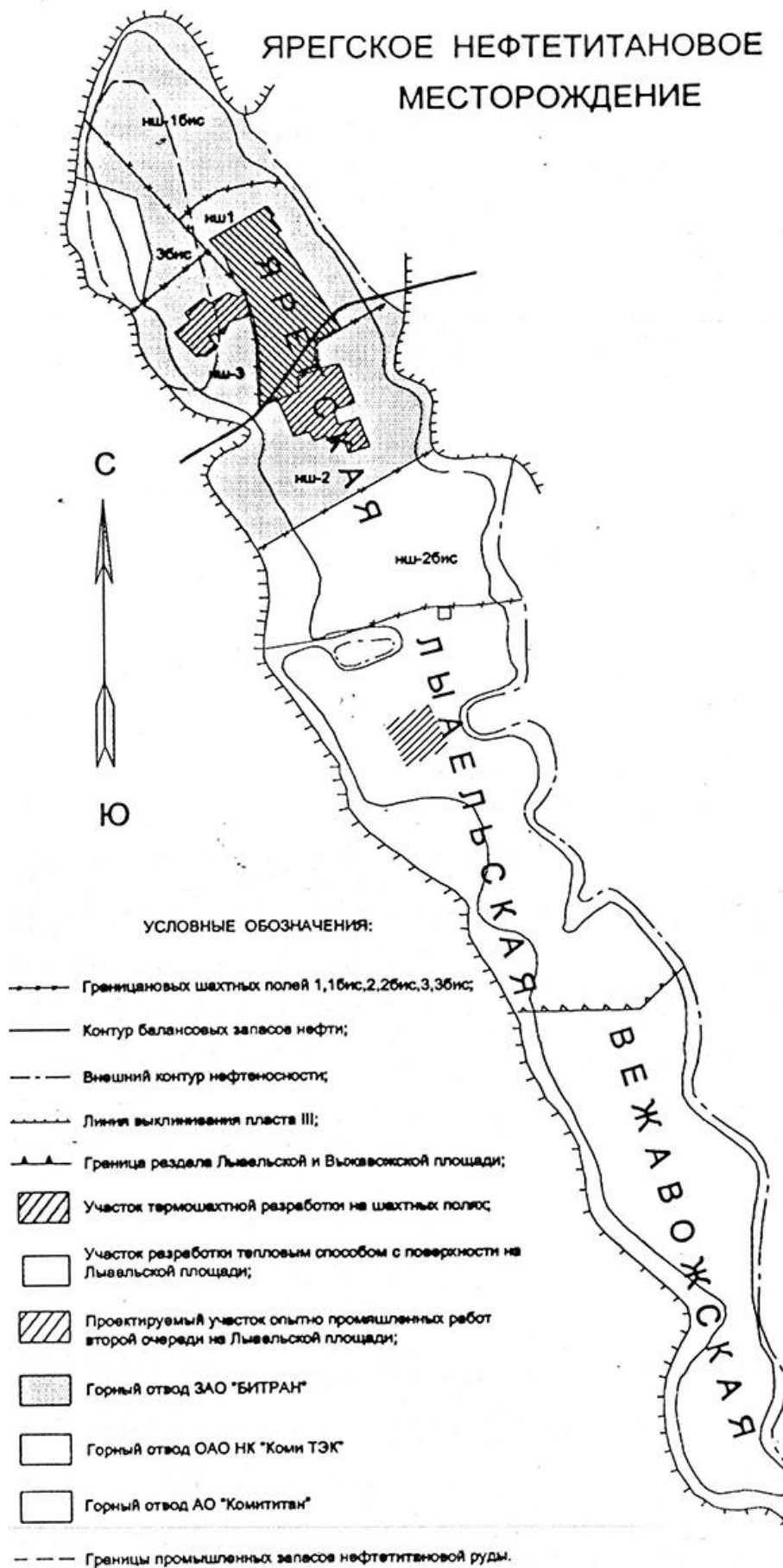


Рисунок 1.1 - Ярегское нефтяное месторождение.

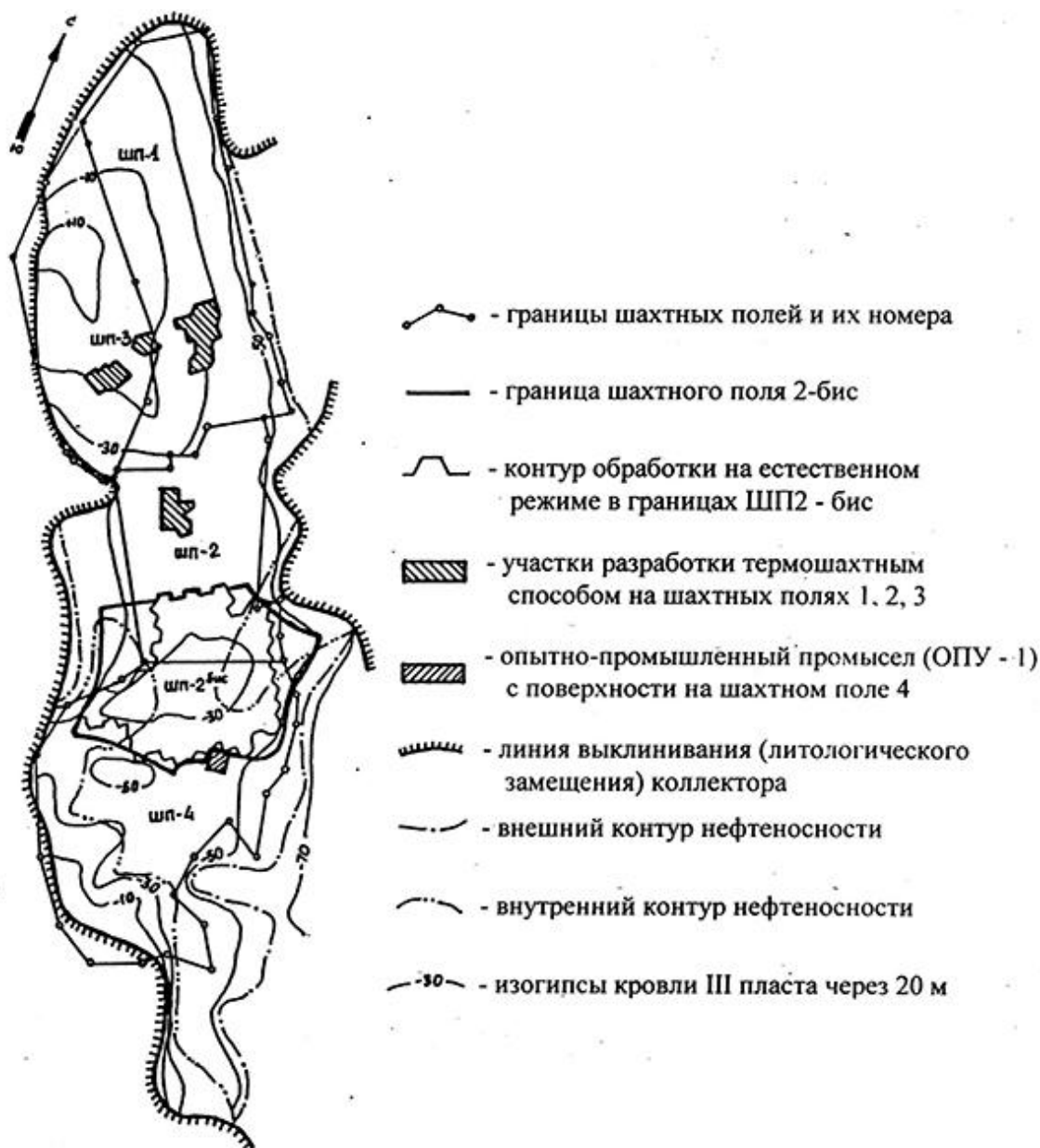


Рисунок 1.2 - Схема шахтных полей

Крупные тектонические нарушения района представлены в основном сбросами четырёх направлений. Из них более редко встречаются субширотные разрывы, как и северо-восточные (30° - 40°) чаще характеризуется небольшой амплитудой (до 10 м), прерывистостью, не сопровождается неустойчивыми зонами дробления. Более широко распространённые и выдержанные северо-западные и субмеридиональные в породах фундамента часто заполнены жильными телами изверженных пород. Одной из отличительных черт крупных нарушений района является уменьшение амплитуд смещения снизу вверх: по фундаменту они обычно в 2-3 раза превышают амплитуды по кровле пласта II,

а в кыновских глинах зачастую проявляются лишь в виде флексуобразных перегибов слоёв.

Как в зонах, так и вне зон крупных тектонических нарушений все породы месторождения в различной степени трещиноваты и рассечены мелкими дизъюнктивами. Особое значение имеют дизъюнктивная нарушенность и трещиноватость продуктивного пласта II, в значительной степени определяющие его фильтрационные свойства.

По данным шахтной разработки продуктивный пласт II месторождения интенсивно, но неравномерно разбит радиальными крутопадающими (60° - 80°) нарушениями на множество блоков самых различных размеров и форм. Преобладают диагональная, по отношению к общему простиранию структуры, система трещин (субмеридиальных и субширотных), но местами лучше выражена продольно-поперечная система нарушений и трещин (северо-западных и северо-восточных). Протяжённость нарушений от 10-50 м до 1,2-2,5 км. Более протяжённы трещины и дизъюнктивы диагональной системы. В верхней части пласта трещины и дизъюнктивы встречаются в среднем через каждые 25 м документированной горной выработки, в нижней части, вблизи фундамента – через 9 м (от 12,6 до 7,8). Амплитуды смещения обычно незначительны – от миллиметров до 1-2 м, редко до 10 м.

Дизъюнктивы и трещины северо-западного и субмеридионального направлений относятся к типу трещин сжатия. Они прямолинейны, характеризуются сомкнутостью и притёртостью стенок с зеркалами скольжения. Трещины растяжения (обычно северо-восточного и субширотного направлений), чаще имеющие характер сбросов, также прямолинейны, но обладают неровными (бугристыми) поверхностями стенок и зачастую сопровождаются зонами дробления шириной от 15-20 см до 0,8-3,0 м, очень редко до 6,0 м. Ещё реже встречаются зияющие трещины (полости) шириной до 20-40 см, заполненные обычно рыхлой брекчией и песком.

Трещиноватость песчаников пласта II дополняется глыбовой отдельностью, выраженной взаимным пересечением разноориентированных трещин, не выходящих за пределы слоя. Однако в песчаниках практически отсутствует микротрещиноватость, что определяется их слабой сцементированностью и низкой степенью эпигенетического преобразования. По данным И.В.Татарина (1962 г.) трещиноватость песчаников на крыльях и периклиналях структуры выше (до 12,4 1/м), чем в своде (7,6 1/м), что типично для платформенных структур, какими являются Ухтинская складка и осложняющие её локальные поднятия.

Площадь подсчёта запасов связана с Лыаэльской структурой, расположенной в центральной части Ярегского месторождения. По выходам кыновских отложений размеры структуры 9*5 км. Простирается от 300-315° на северо-западе до 340° на юго-востоке. По кровле пласта II протяжённость структуры до 8 км. Максимальная ширина её в средней части 4,5 км, на юго-востоке – до 2,7-4,5 км. Простирается около 300-310°. Амплитуда 82 м. Структура приурочена к сильно нарушенной зоне Ухтинской складки и характеризуется наиболее сложным строением.

Как и другие локальные поднятия, осложняющие свод Ухтинской складки, Лыаэльская структура асимметрична. Ось структуры и её уплощённый свод смещены в сторону юго-западного крыла к зоне литологического замещения и выклинивания продуктивного пласта II. Более крутое (до 3°) юго-западное крыло почти на всём его протяжении срезано системой разрывных нарушений, сопровождающих «Большой» Ярегский сброс. Широкое и пологое северо-восточное крыло характеризуется углами падения менее 1°.

Наиболее приподнятая юго-восточная часть сводовой структуры располагается над расчленёнными на ряд блоков поднятием фундамента (Южно-Лыаэльский выступ) с минимальной (до 3-6 м) толщиной продуктивного пласта II в скв.4р, 10р. В этих же скважинах кровля пласта

прослеживается на наиболее высоких гипсометрических отметках – до плюс 16,5 и 20 м, соответственно.

В центральной и северо-западной частях свода структуры по фундаменту прослеживается ряд слабо выраженных поднятий, разобщёнными гребенообразными прогибами субширотного и северо-восточного простирания шириной до 2 км, выполненных песчаниками пласта II максимальной толщины. В наиболее глубоких частях впадин кровля фундамента прослеживается на абсолютных отметках минус 140-150 м, а толщина пласта II достигает 70-80 м и более.

Структурный план кровли пласта II, развитого в пределах северо-восточного крыла и выклиниваются в сводовой части структуры, менее контрастен. В своде и присводовой части, сконтурирующихся изогипсой минус 45 м и линией выклинивания пласта II, относительные превышения составляют от 40 до 60 м.

Свод структуры осложнён двумя небольшими куполовидными поднятиями, разделёнными грабеобразным прогибом субширотного простирания. Одно из этих поднятий располагается над охарактеризованным выше Южно-Лыяэльским выступом фундамента в районе скв. 4р, 10р. Второе, менее значительное, выделяется в районе скв. 43р; 52р. Наиболее приподнятые их части оконтуриваются, соответственно, изогипсами плюс 10 м и 0 м. В контурах разделяющего их грабенообразного прогиба кровля пласта II погружается до абсолютных отметок минус 50 м и более.

В пределах пологой моноклинали северо-восточного крыла прослеживаются лишь мелкие осложнения кровли пласта II. В зоне сочленения с Южно-Ярегской структурой прослеживается узкий неглубокий прогиб северо-восточного простирания (скв. 73р). Структурный план кровли проницаемых песчаников пласта II практически не отличается от охарактеризованного.

Помимо пликативных дислокаций, структура продуктивного пласта II осложнена многочисленными разрывными нарушениями. В частности, влиянием дизъюнктивов определяются зачастую значительные (до $3^{\circ}20'$ - $4^{\circ}30'$) углы падения кровли пласта между соседними скважинами. Преобладают нарушения субмеридионального направления.

Поскольку данных для характеристики большинства нарушений явно недостаточно, структурные планы площади подсчёта запасов составлены в плекативном варианте. На планах отражено крупное тектоническое нарушение типа сброса северо-восточного простирания амплитудой по кровле проницаемых песчаников пласта II от 20-30 до 60 м и более, прослеживающиеся в створе скв. 13р, 185, 4р, 186. Нарушение ограничивает Южно-Льяельский выступ фундамента с северо-запада. Все прочие наиболее крупные нарушения (предполагаемые) лишь протрассированы и условно показаны как безамплитудные.

В близширотной зоне сочленения юго-восточного крыла Южно-Ярегского поперечного поднятия и плоской пологой моноклинали, развитой к северо-востоку от Льяельской структуры, расположен участок опытно-промышленных работ первой очереди по тепловому воздействию на пласт II с поверхности. Для этой зоны шириной 0,5-1,0 км характерно местное погружение пласта II в районе участка (до минус 43-51 м) и до уровня ВНК залежи в пласте II (минус 62-63 м) на западе (скв. 7пр, 70р, 73р), где непосредственно над пластом залегает крупное пластовое тело диабазов или базальтов.

Поверхность кровли пласта II на участке практически горизонтальна и характеризуется наличием лишь мелких неровностей (превышения в соседних скважинах до 2-4 м). Предполагается наличие мелких разрывных нарушений, большую часть которых ещё предстоит выявить.

К неблагоприятным геолого-структурным особенностям участка следует отнести расположение его на пологой моноклинали, вне замкнутой структурной формы.

1.3 Геологическая характеристика продуктивного пласта

Объектом разработки является верхняя часть II пласта, сложенного кварцевыми, преимущественно мелкозернистыми хорошо отсортированными песчаниками и прослоями тонкозернистых глинистых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Общая средняя толщина пласта около 35 м (максимальная 71,2 м), средняя толщина нефтенасыщенных песчаников в контуре нефтеносности 8,5 м (максимальная 30,4 м), средняя толщина нефтенасыщенных песчаников в границах кондиционной трёхметровой толщины 10,9 м. Средняя проницаемость песчаников 1,9 мкм². Водонефтяная зона занимает 70 % площади. Пласт содержит нефть плотностью в стандартных условиях 948 кг/м³. Вязкость пластовой нефти при изменении температуры с 8 (начальная) до 100 °С уменьшается от 12000 до 49 мПа*с. Содержание смол в нефти около 20 %, асфальтенов 1,2-3,8 %, серы 0,9-1,4 %, парафинов 0,4 %. Содержание газа в нефти до 10 м³/т. Начальное пластовое давление на большей части площади 0,9-1,0 МПа. Балансовые запасы нефти на Лыаельской площади в пределах трехметровой кондиционной толщины 51,3 млн.т, извлекаемые (при коэффициенте нефтеотдачи 0,35) около 18 млн. т.

Сводный литолого-стратиграфический разрез пород представлен на рисунке 1.3. Продуктивный пласт III и надпластовые породы вскрыты горными выработками уклона 22 на глубине 198 м от поверхности на абсолютной отметке -32,7 м. Водонефтяной контакт (ВНК) находится на отметке -57,0 м. Галерея уклона пройдена в продуктивном пласте на отметке -34,8 м. Кровля пласта представлена мелкозернистыми нефтенасыщенными песчаниками с тонкими прослоями аргиллитов. В толще песчаника много косых текстурных

трещин, из которых обычно выделяется нефть. Тектонических нарушений с большим смещением пород не встречено. Выше продуктивного пласта залегает 5,5 - 6,3 метровый слой аргиллитов, которые перекрываются зеленовато-серыми трещиновато-выми мандельштейнами (диабазом) толщиной 1,0 - 1,2 м. В туффитах с включением мандельштейнов пройдены верхние горизонтальные выработки уклона и наклонные выработки на расстоянии 20 м от верхнего перегиба.

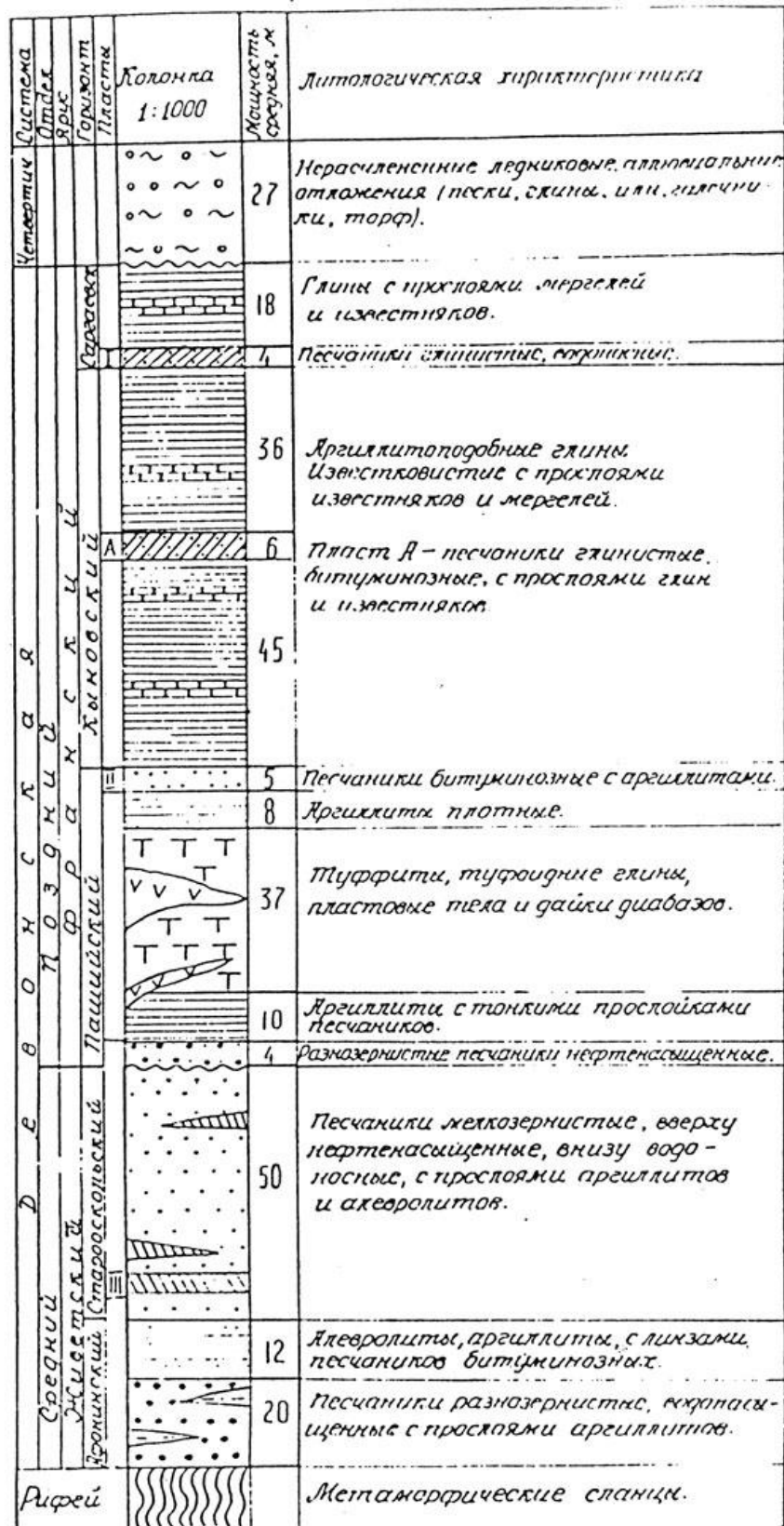


Рисунок 1.3 - Литологический разрез

Продуктивный пласт III и надпластовые породы вскрыты горными выработками уклона 22 на глубине 198 м от поверхности на абсолютной

отметке –32,7 м. Водонефтяной контакт (ВНК) находится на отметке –57,0 м. Галерея уклона пройдена в продуктивном пласте на отметке –34,8 м. Кровля пласта представлена мелкозернистыми нефтенасыщенными песчаниками с тонкими прослоями аргиллитов. В толще песчаника много косых текстурных трещин, из которых обычно выделяется нефть. Тектонических нарушений с большим смещением пород не встречено. Выше продуктивного пласта залегает 5,5 - 6,3 метровый слой аргиллитов, которые перекрываются зеленовато-серыми трещиноватыми мандельштейнами (диабазом) толщиной 1,0 - 1,2 м. В туффитах с включением мандельштейнов пройдены верхние горизонтальные выработки уклона и наклонные выработки на расстоянии 20 м от верхнего перегиба. Параметры продуктивного пласта представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Параметры продуктивного пласта Ярегского нефтяного месторождения

Площадь блока	86,0 тыс.м ²
Средняя глубина залегания кровли пласта	205,0 м.
Эффективная нефтенасыщенная толщина	22,9 м.
Коэффициент открытой пористости	0,26 доли ед.
Проницаемость	2,5 мкм ² .
Коэффициент объёмной нефтенасыщенности	0,67 доли ед.
Плотность дегазированной нефти	945,0 кг/м ³
Начальная температура пласта	6,0 град. С
Вязкость нефти при: пластовой температуре	15000,0 мПа.с
40 С	650,0 мПа.с
70 С	100,0 мПа.с
100С	30,0 мПа.с
Плотность продуктивного пласта	2000,0 кг/м ³
Теплоёмкость пласта	1,05 кДж/кг.град
Теплопроводность пласта	12,6 Кдж/м.ч.град
Температуропроводность пласта	0,006 м/ч

1.4 Физико-химические свойства нефти

Параметры и состав пластовой нефти Ярегского нефтяного месторождения представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Свойства пластовой нефти

Наименование	Числовое значение
Давление насыщения нефти газом, па	0,47
Газовый фактор, м ³ /т	1,223
Газовый фактор, м ³ /м ³	1,168
Объёмный коэффициент	1,01
Вязкость, мПа*с	12000
Плотность, кг/м ³	940
Коэффициент термического расширения	63000
Содержание компонентов, массовые доли.	-
Углеислый газ	-
Сероводород	0,0015
Азот + редкие	0,0777
Метан	0,0003
Этан	0,0009
Пропан	0,0002
Изобутан	0,0001
Н-бутан	0,0001
Изопентан	-
Н-пентан, гексаны, гептаны	99,92
Остаток C ₈ + высшие	

Состав и свойства растворённого в нефти газа представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 - Состав и свойства газа

Наименование	Газ, выделившийся при однократном разгазировании пластовой нефти	Попутный газ
Плотность газа, кг/м ³	0,68	0,69
Метан	98,56	96,50
Этан	0,2	0,49
Пропан	0,04	следы
Изобутан	0,07	0,07
Н-бутан	0,02	0,03
Изопентан	0,03	-
Н-пентан	-	0,1
Гексаны	-	-
Гептаны + высшие	-	-
Углекислый газ	-	1,9
Азот	1,08	1,23

Зависимость вязкости нефти Ярегского нефтяного месторождения от температуры отражена на рисунке 1.4.

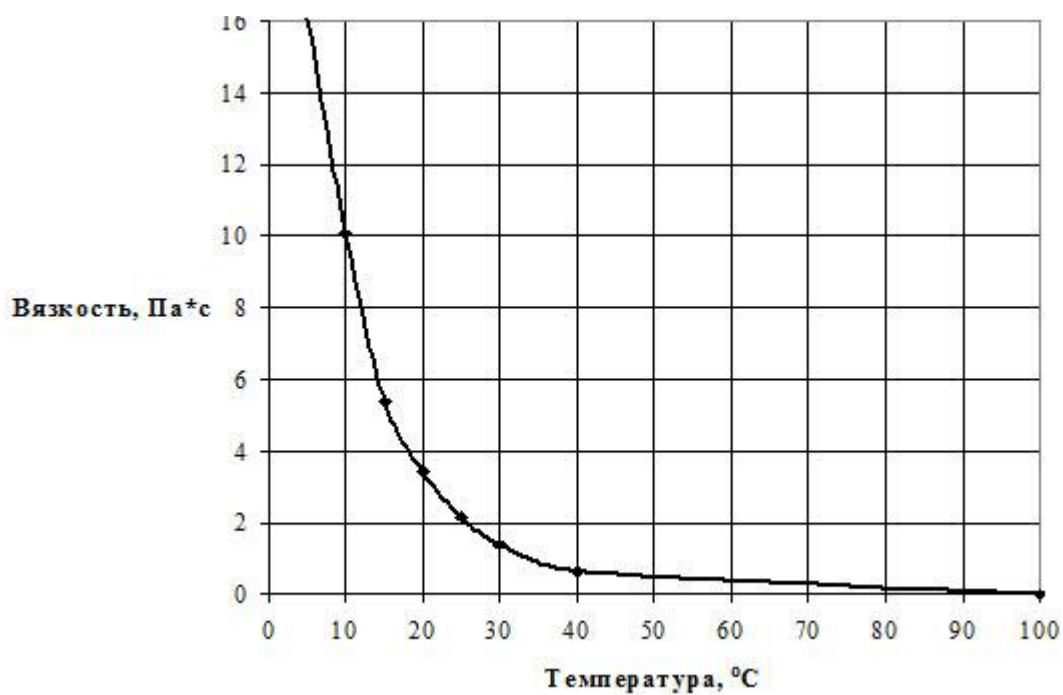


Рисунок 1.4 - Зависимость вязкости нефти Ярегского нефтяного месторождения от температуры

2 Текущее состояние разработки нефтяного месторождения

В истории разработки Ярегского нефтяного месторождения выделяются три основных периода:

- опытная разработка скважинами, пробуренными с поверхности земли;
- шахтная дренажная разработка за счёт естественной энергии пласта;
- термошахтная дренажная разработка с искусственным тепловым воздействием на пласт.

Первоначально была попытка эксплуатировать месторождение скважинами с поверхности: в период 1935 - 1945гг. На двух участках общей площадью 432тыс.м² пробурили 73 скважины с расстоянием между ними 70-100м. Размещение скважин на отработанных площадях осуществлялось по треугольной сетке. Все скважины эксплуатировались с помощью глубинных насосов. Однако приток нефти к их забоям был незначительным. Извлечение нефти в среднем по обоим участкам составило 836 т при первоначальных запасах 42,5тыс.т. Коэффициент извлечения нефти за 10 лет эксплуатации составил около 0,02 от запасов.

Анализ опыта первого периода разработки показал, что обычным способом добычи нефти скважинами с поверхности в горно-геологических условиях Ярегского месторождения невозможно добиться эффективных технико-экономических показателей. Поиски более рациональных путей добычи нефти привели к выводу о возможности и необходимости разработки этого месторождения шахтным способом.

Начиная с 1937г., на Ярегском месторождении были построены три нефтяные шахты глубиной 145-200м.

Нефтяная шахта представляет собой комплекс подземных и поверхностных сооружений, а именно:

- два вертикальных ствола диаметром от 4,5 до 8,0м, глубиной 180-200м (один подъёмный - для спуска - подъёма людей, материалов и оборудования, выдачи породы, подачи свежего воздуха в шахту; второй вентиляционный - для

выполнения вспомогательных операций, аварийного спуска - подъёма, выдачи отработанного воздуха с шахты), оборудованных клетевыми подъёмами;

- поверхностный комплекс шахты, включающий надшахтные здания стволов, здания подъёмных машин, здание вентиляторной и объекты подсобно-вспомогательного хозяйства (котельная, пожарная насосная с резервуарами, компрессорная и т. д.);

- комплекс подземных выработок и камер околоствольного двора для обмена вагонеток, электроподстанции, электровозного депо, склада взрывчатых материалов, для сбора, подготовки и откачки нефти и воды из шахты;

- подземные выработки подготовки шахтного поля: откаточные (для транспорта и подачи свежего воздуха), вентиляционные (вспомогательные и выдачи отработанного воздуха);

- нарезные подземные горные выработки - участки добычи нефти.

На первом этапе (с 1939 по 1954 гг.) шахтная добыча нефти осуществлялась по «ухтинской» системе.

Сущность её заключалась в следующем. В 10-30 м от кровли нефтяного пласта проводились полевые штреки с расположенными в них на определённом расстоянии друг от друга буровыми камерами. Из камер бурились кусты скважин с расстояниями между забоями от 12 до 25 м. Первоначально подземные скважины эксплуатировались фонтанным способом, а затем путём закачки сжатого воздуха (эрлифтом). За 15 лет разработки по «ухтинской» системе было добыто на трёх нефтешахтах около 3000 тыс.т нефти. Добыча нефти с 10тыс.м² площади достигла около 2500 т, что в три раза больше по сравнению с разработкой скважинами с поверхности. Нефтеизвлечение на разработанной площади составило 6,2%.

В 1954 г. на нефтешахтах была внедрена более прогрессивная система разработки – уклонно-скважинная, при которой процессы бурения и добычи нефти были перенесены непосредственно в нефтяной пласт (рисунок 2.1).

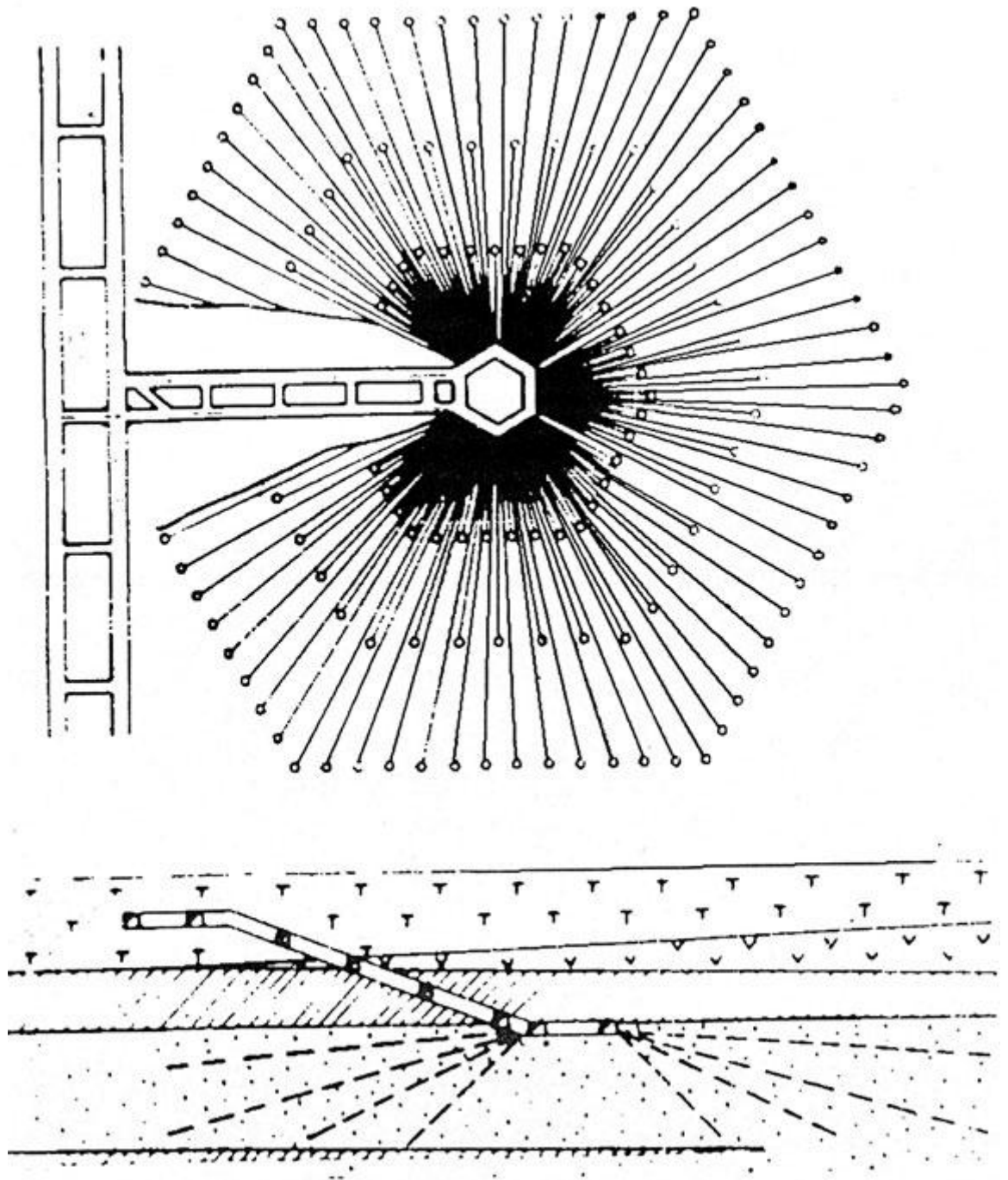


Рисунок 2.1 - Уклонно-скважинная система

На основном горизонте в 10 - 30м от кровли пласта проводились парные этажные штреки (откаточный и вентиляционный) и сбойки между ними. Шахтное поле разбивалось на блоки - участки площадью 8-14x10 м, имеющими в плане шестигранную форму. Из штреков через 300 — 400м в центр блока в нефтяной пласт проводились две параллельные выработки (уклон и ходок). В пласте - в кровле или подошве - закладывалась дренажная камера (галерея), из

которой разбурился весь блок кустом веерообразно расходящихся скважин в 2 - 4 яруса, в зависимости от толщины пласта. Количество скважин в галерее - 150 -300 штук длиной до 300 м. Всего по уклонно - скважинной системе с 1954 по 1972гг. было добыто около 4300 тыс. т нефти. Извлечение нефти практически осталось таким же, как при ухтинской системе - 5,88%.

В целом за 33 года эксплуатации Ярегского нефтяного месторождения на естественном режиме истощения шахтным способом было добыто около 7500 тыс.т нефти. Нефтеотдача на разработанных площадях трёх шахтных полей составила 3,5%, а в целом по месторождению не превысила 2,2%.

В результате скважинной разработки с высокой плотностью сетки бурения энергетические ресурсы залежи были истощены. Добыча нефти неуклонно снижалась, а себестоимость росла. В 1972г. был самый низкий годовой объём добычи - 130 тыс.т, в том числе 90,0 тыс. т нефти уже добывалось с применением теплового воздействия на пласт.

К началу 70 - х годов эксплуатация месторождения на естественном режиме полностью себя исчерпала, и встал вопрос закрытия шахт и трудоустройстве населения общей численностью 10,5 тыс. человек. Однако высокое качество и большие остаточные запасы нефти обусловили необходимость поисков таких методов доразработки месторождения, которые обеспечили бы эффективное извлечение нефти. С этой целью были опробованы такие методы интенсификации, как законтурное заводнение, закачка горячей воды, репрессия сжатым воздухом, гидроразрыв пласта и др. Тем не менее положительных результатов они не дали из-за горно-геологических особенностей залежи.

Первые опытные работы по закачке пара в пласт были начаты в 1968г. на нефтешахтах №1 и №3. В этих экспериментах для закачки пара и отбора нефти использовались скважины, пробуренные с туффитового горизонта (по ухтинской системе). В процессе работ было доказано, что применение теплового воздействия на пласт позволяет в несколько раз повысить

нефтеотдачу. Это послужило основанием для дальнейшего расширения масштабов применения теплового воздействия.

В 1971 г. количество площадей, повторно разрабатываемых с туффитового горизонта, достигло 150 тыс. м². Однако при расширении масштаба работ возник ряд технических осложнений, таких как прорывы пара в горные выработки при увеличении давления закачки свыше 0,5 Мпа, пробкообразование эксплуатационных скважин, большие затраты на оборудование и эрлифтную эксплуатацию скважин, сложность регулирования процесса.

Одновременно с расширением опытно - промышленных работ по применению тепловой ухтинской системы проводились испытания двухгоризонтной системы теплового воздействия [1,2].

Сущность этой системы разработки заключалась в том, что пар закачивался через скважины туффитового горизонта, а отбор нефти осуществлялся через пологовосходящие скважины, пробуренные из уклона (рисунок 2.2).

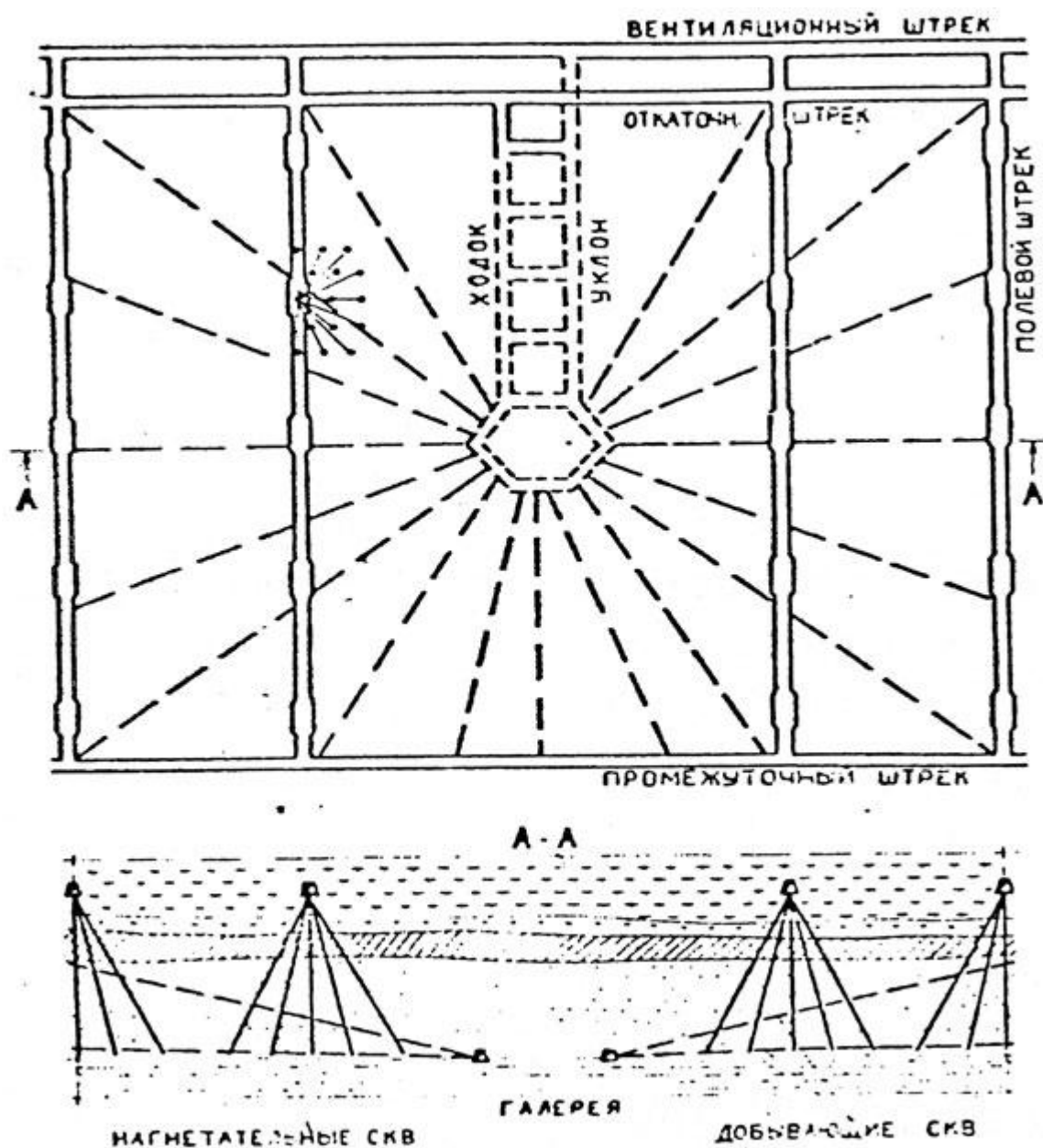


Рисунок 2.2 - Двухгоризонтная система разработки

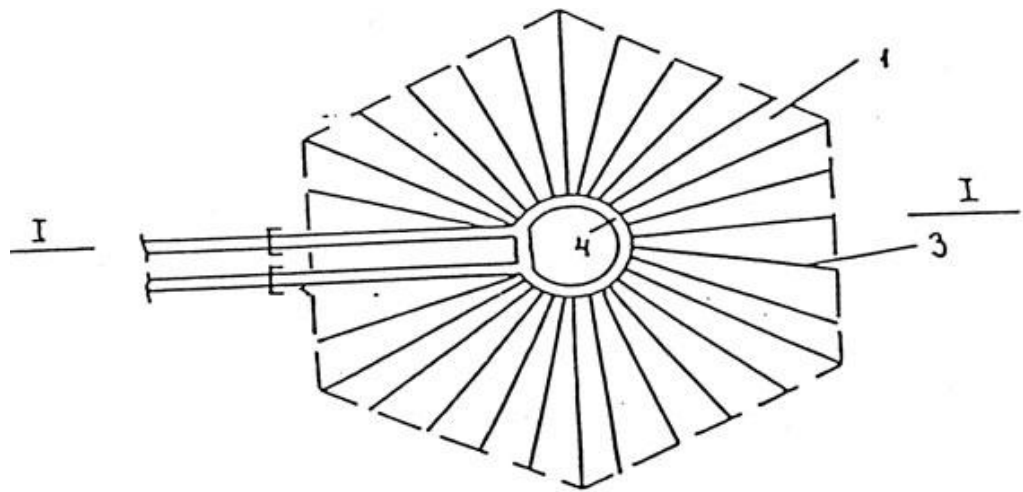
Сопоставление двух испытываемых систем показало, что при двухгоризонтном расположении скважин удалось устранить основные недостатки, присущие ухтинской системе, и достичь более высоких экономических показателей. В связи с этим с 1972 г. начал осуществляться перевод всех площадей на разработку по двухгоризонтной системе путём разбуривания пласта пологовосходящими скважинами из уклона.

Новая система разработки Ярегского нефтяного месторождения осуществляется по "Способу вторичной разработки месторождения

высоковязкой нефти".

Способ предусматривает обеспечение высокого охвата тепловым воздействием и нефтеотдачи пласта за счёт вторичной разработки пласта с использованием ранее пробуренных при шахтной разработке на естественном режиме подземных скважин для прогрева пласта и отбора из него нефти.

Сущность нового способа разработки заключается в том, что с поверхности бурятся скважины, забои которых располагаются в районе забоев подземных скважин, ранее пробуренных из подземной галереи. Кроме того, с поверхности бурят скважину в центр разрабатываемого блока (в подземную галерею), которую оборудуют термодатчиком для контроля температуры, затем осуществляют закачку пара в скважины с поверхности, которую ведут до начала резкого повышения температуры в галерее, после чего закачку пара прекращают и ведут отбор нефти из указанных скважин до тех пор, пока дебит скважин по нефти не достигнет минимального рентабельного уровня: в дальнейшем циклы закачки пара и отбора нефти повторяют, а при повышении температуры в галерее до 90 С осуществляют закачку через контрольную скважину, одновременно отбирая нефть остальными скважинами с поверхности до максимально допустимой обводнённости.



Фиг. 1

по I-I

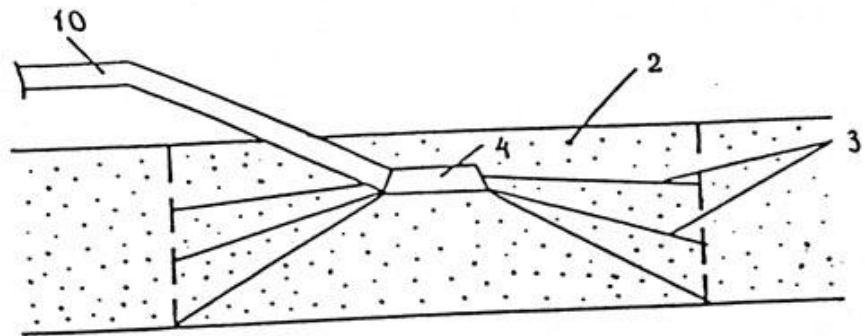


Рисунок 2.3 - Уклоно-скважинная система

На рисунке - 2.3 дана схема разработки шахтным способом участка (блока) 1 продуктивного пласта III Ярегского нефтяного месторождения на естественном режиме истощения подземными пологонисходящими скважинами 3, называемую уклоно-скважинной системой. Из подземной галереи 4, расположенной в верхней части продуктивного пласта 2, были пробурены несколько ярусов пологонисходящих скважин 3 длиной до 250 м.

Через скважины 3 под давлением растворённого газа в галерею 4 вытеснялась нефть, которая собиралась в ёмкости галереи и насосами откачивалась в подземные нефтесборники, а затем на поверхность. При такой технологии конечная нефтеотдача пласта составляла менее 6 %, что обусловлено высокой вязкостью нефти. Как показала практика, наиболее

эффективным способом, позволяющим в несколько раз повысить нефтеотдачу, является снижение вязкости нефти за счёт применения теплового воздействия на пласт. Однако применение известной термошахтной технологии неэффективно, так как требует больших затрат на восстановление и проходку горных выработок.

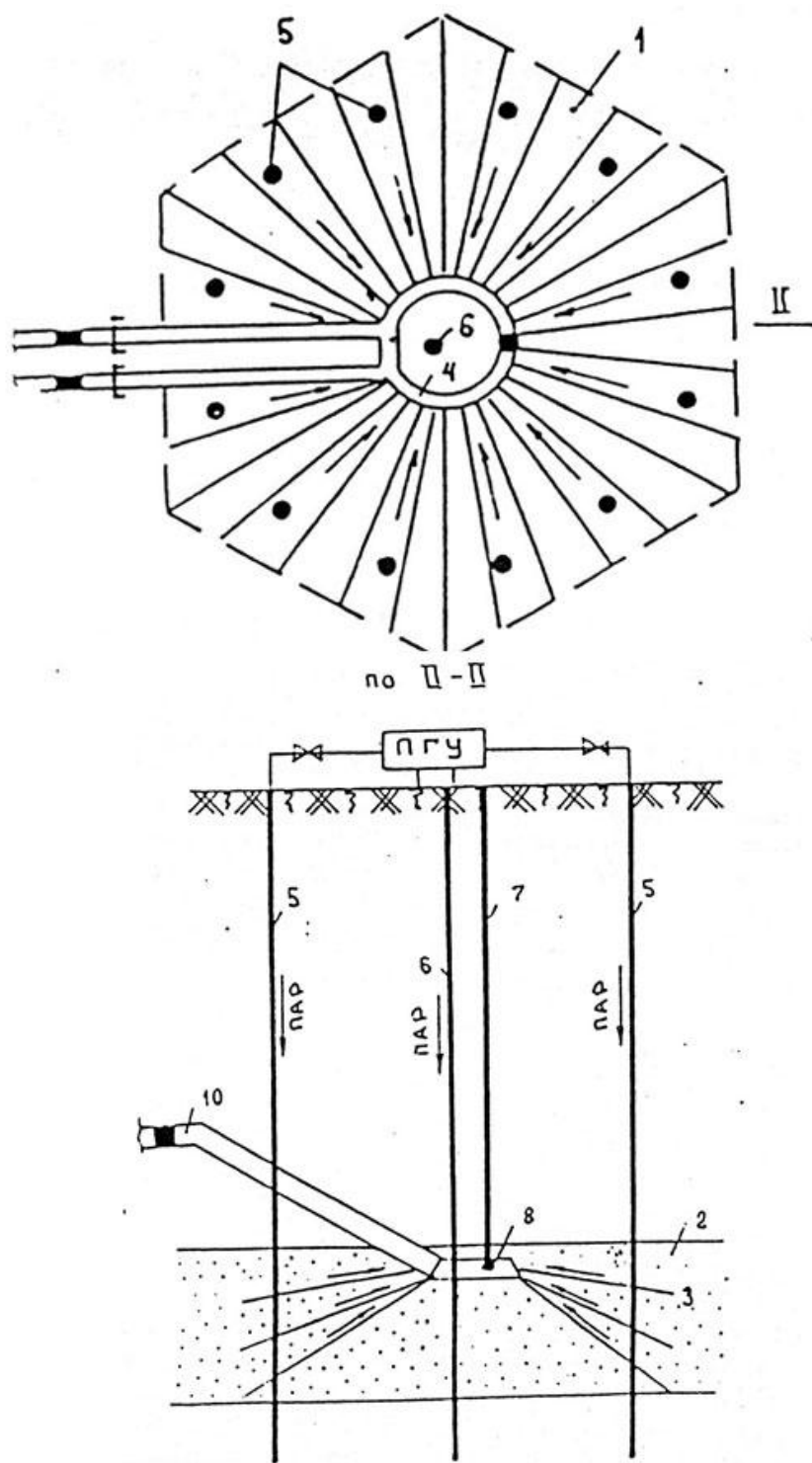


Рисунок 2.4 - Первично отработанный блок под закачкой пара

Новая система предусматривает вторичную разработку с поверхности площадей месторождения, ранее отработанных шахтным способом по уклонно-скважинной системе. Для этого на первоначально отработанный блок 1 (рисунок 2.4) с поверхности земли бурят скважины 5, забои которых располагают в районе забоев ранее пробуренных полого нисходящих подземных скважин 3, а также бурят скважину 6 с поверхности в центр блока 1. Кроме того в галерею 4 бурят контрольную скважину 7, которую оборудуют термодатчиком 8. В скважины 5 и 6 ведут закачку пара от парогенераторной установки, расположенной на поверхности. Скважины 5 и 6 бурят ниже продуктивного пласта на 30 - 50 м, образуя зумпфы 9 для сбора нефти, которая поступает из полого нисходящих скважин 3, за счёт гравитационного истечения и снижения вязкости нефти при нагревании пласта. Период закачки пара в скважины 5 и 6 продолжается до тех пор, пока не обнаружат рост температуры в галерее 4, что определяется с помощью термодатчика 8, установленного в скважине 7. При повышении температуры с 8 до 20 - 25 град. закачку пара прекращают, спускают в зумпфы 9 скважин 5 и 6 глубинные насосы и ведут отбор нефти.

Отбор нефти ведут до тех пор, пока дебит скважин по нефти не снизится до минимально рентабельного уровня. Затем циклы закачки пара и отбора нефти повторяют. После повышения температуры в галерее до 90 С, последнюю заполняют водой, которую закачивают через контрольную скважину 7 с целью предотвращения прорыва пара в галерею и вытеснения нефти из прогретого паром пласта. Одновременно отбирают нефть из скважин 5 и 6 погружными насосами до максимально допустимой обводнённости, которая составляет 95 - 98 % от объёма откачиваемой жидкости. Кроме того, для исключения прорыва пара из галереи 4 в горные выработки 10, пройденные при первичной разработке, последние изолируют бетонными перемычками 11 или забутовывают с последующей цементацией.

3 Выбор способа разработки для применения на Ярегском нефтяном месторождении

Методы увеличения нефтеотдачи пластов (МУН) – методы, направленные на увеличение степени извлечения углеводородов из залежи после завершения стадии добычи первичными методами.

Классификация МУН:

- Физико-химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерное заводнение, мицеллярное заводнение и т.п.);
- Газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);
- Тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);
- Микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

Под термином «современные МУН» понимаются технологии, связанные с тепловым, газовым, химическим, микробиологическим воздействием на пласты.

Масштабы применения современных МУН в мире непрерывно увеличиваются. Для разработки месторождений высоковязкой нефти предпочтение отдается тепловым, доля дополнительной добычи за счет применения которых превышает 95%.

3.1 Обзор способов разработки месторождений высоковязкой нефти и природного битума

Существуют “тепловые” и “холодные” методы разработки высоковязких нефтей и природных битумом.

К холодным методом относятся в первую очередь CHOPS, закачка растворителей и шахтно-скважинные методы (описанные в предыдущей части).

Холодный способ разработки нефтенасыщенных пород (CHOPS)

“CHOPS” расшифровывается как “холодная добыча нефти с песком” (рисунок 3.1) [3,4]. Ключевой момент данного скаженного способа разработки заключается в том, что инициируется и поддерживается приток нефтенасыщенного песка в скважину, а в дальнейшем нефтесодержащие породы обрабатываются на поверхности для получения синтетической нефти. В отличие от стандартных технологий, в процессе CHOPS в скважины не устанавливаются никакие устройства предотвращающие вынос песка (такие как сетчатые фильтры, щелевидные хвостовики, гравийные набивки и т.д.), что приводит к существенному увеличению добычи по сравнению с традиционными способами разработки. Развитие данного метода началось в 90-х годах прошлого века, в связи с появлением винтовых насосов. Именно тогда специалисты начали говорить об скважинной добыче нефтенасыщенных пород холодным способом. Данный способ относится к первичным способам разработки месторождений, так как он основан на естественном режиме истощения пласта за счет расширения газа и влияния гравитационных сил. Такие физические процессы присущие CHOPS как вспенивание нефти, разжижение породы, течение четырехфазной смеси, глобальное перераспределение напряжений вокруг скважины, изменение поля проницаемости (увеличение в прискважинной области) и пористости, постоянное удаление механического скина и т.д., делают данный способ разработки абсолютно непохожим на традиционные подходы.

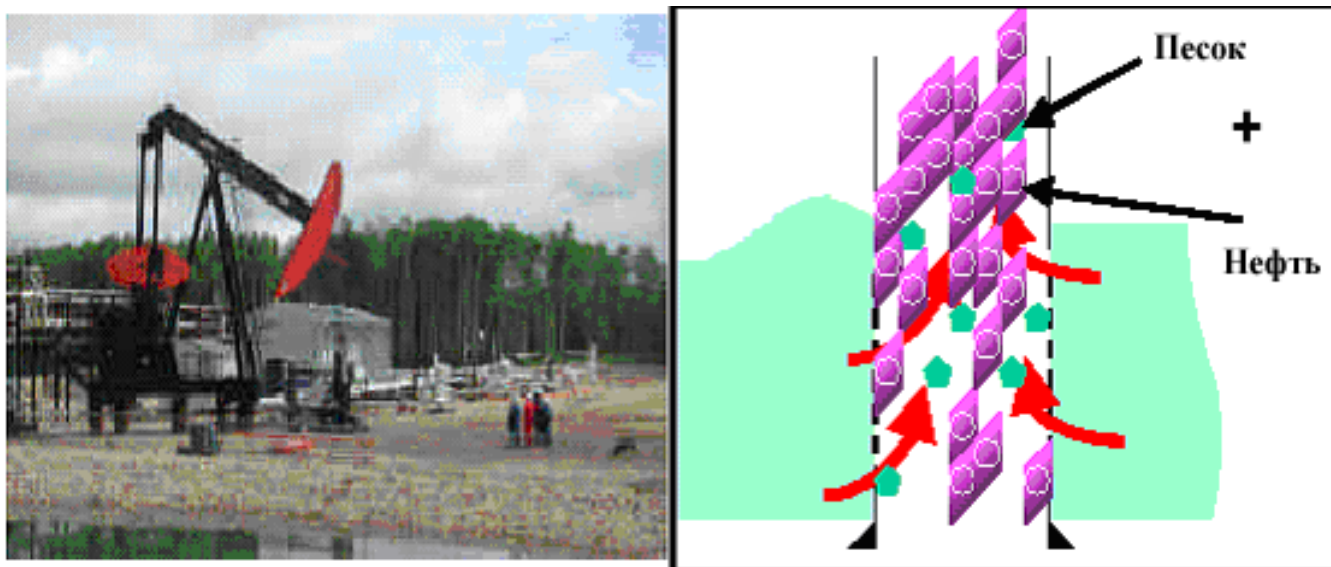


Рисунок 3.1 - Холодный способ разработки (CHOPS)

Как показал производственный опыт разработки канадских залежей тяжелых нефтей в провинции Альберта, CHOPS экономически выгоден при следующих геолого-физических характеристиках резервуара и пластового флюида: неглубокие залежи (до 840 метров) слабосцементированного песчаника (пористость $> 25\%$), с нефтенасыщенной толщиной > 10 метров, проницаемостью > 3 мкм², с вязкостью нефти от 700 до 14 000 мПа·с. Переход на холодный способ разработки нефтенасыщенных пород в среднем привел к увеличению дебитов с 0,4-4 тонн/сут. до 14-40 тонн/сут., и увеличение конечной нефтеотдачи с 4 % до 14%. Хотя данный способ разработки требует применения специальных видов закачивания скважин (такие как перфораций скважин большим диаметром, использование винтовых насосов, применение специальных устройств на поверхности по переработке нефтесодержащей породы) и более частого проведения ремонтных работ в скважине, в целом, CHOPS является очень экономически выгодной технологией и в данный момент рассматривается канадскими операторами как один из основных способов первичной разработки залежей высоковязкой нефти. К настоящему времени CHOPS успешно используется не только в Канаде, но и в Китае, где в провинции Джилин на месторождении Таобао, данная технология применяется

с 1999 года, и Венесуэле, где более высокая пластовая температуры позволила комбинировать данный метод с использованием горизонтальных скважин.

Закачка растворителей (VAPEX)

Сущность данного метода заключается в следующем в пласт закачиваются растворители (в виде смеси углеводородных газов находящейся вблизи точки выпадения росы) для создания камеры-растворителя чуть выше пары горизонтальных скважин (рисунок 3.2). В качестве растворителей может использоваться этан или пропан. Разжиженная нефть (так же как и разогретая нефть в SAGD) стекает по стенкам камеры к добывающей скважине из-за действия гравитационных сил [5,6]. Так же как и в парогравитационном дренаже, после достижения кровли пласта камера-растворитель начинает расширяться в стороны до области дренирования.

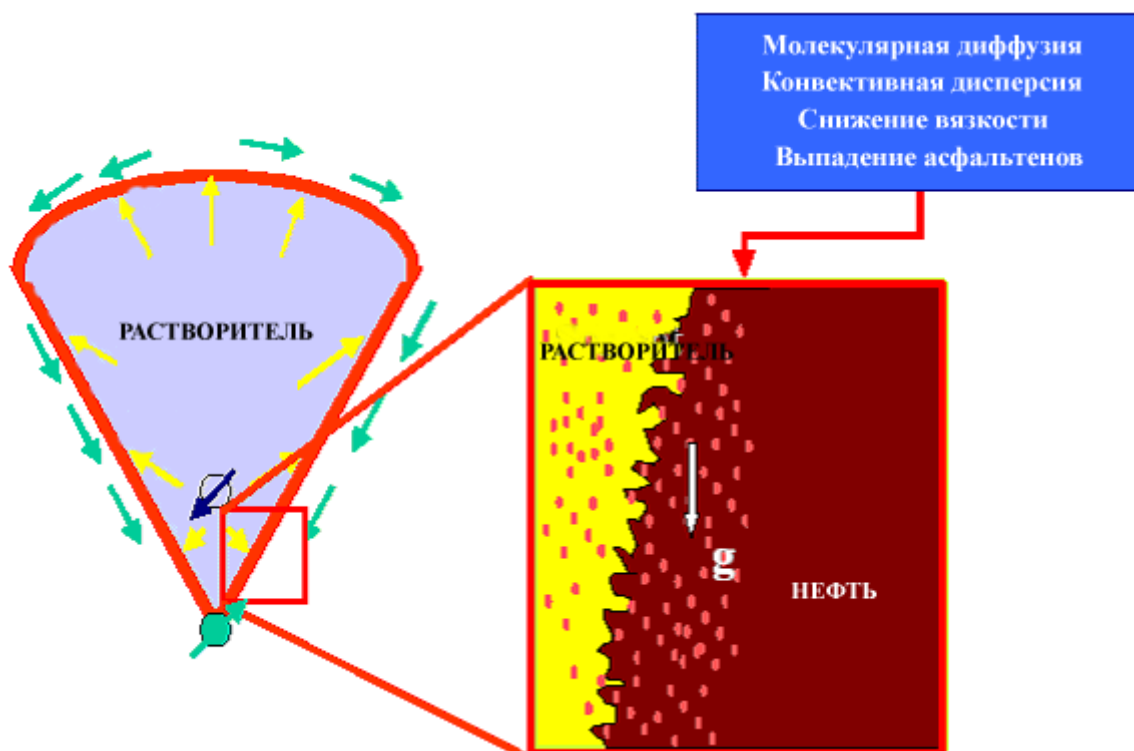


Рисунок 3.2 - Закачка растворителей в пласт

Главное отличие этого метода разработки в том, что он не тепловой, что практически исключает выделение углекислого газа и существенно снижает водопотребление. Закачка растворителей как способ разработки высоковязких нефтей и природных битумов может быть применен в случаях, когда

использование парогравитационного дренажа экономически невыгодно или неприемлемо вследствие экологических ограничений: резервуары с маленькими мощностями, малопроницаемые карбонатные резервуары, пласты с подошвенной водой и газовой шапкой, оффшорные залежи. В дополнении к этому, закачка растворителей (VAPEX) не требует таких значительных капиталовложений как установка парогенераторов, использование изоляционных материалов на устье скважины и т.д., что существенно улучшает экономику проекта. К достоинству данного способа разработки следует отнести также возможность повторного использования газов-растворителей для закачки в пласт. Большинство тяжелых нефтей и битумов содержат существенное количество асфальтенов (больше чем 21 % от общего веса), которые и являются причиной аномальной вязкости. В процессе закачки растворителей, если концентрация легких компонент в нефти становится достаточно высока, становится возможным деасфальтизация нефти, что приводит не только к уменьшению ее вязкости, но и улучшению качества нефти с точки зрения последующей обработки. В лабораторных условиях для данного способа разработки достигался коэффициент нефтеотдачи 59%. Считается, что наилучшие условия для данного способа разработки это хорошо экранированный резервуары без разломов или трещин, с битуминозными песчаниками, обладающими нефтенасыщенной толщиной превышающей 11 метров, большой проницаемостью по горизонтали (больше 1.5 мкм²) и существенной проницаемостью по вертикали (больше 0.25 мкм²).

Главным недостатком такого метода разработки является маленькие темпы отбора нефти по сравнению с тепловыми способами. Также закачка растворителей очень чувствительна к присутствию непроницаемых пропластков в залежи, наличию различных глиняных прослоек, барьеров и т.д.

Еще одной из основных проблем является возможное выпадение асфальтенов в пласте, что приводит к закупорке пор и уменьшению проницаемости.

В настоящее время данный метод проходит первоначальное опробование на нескольких месторождениях Канады (Альберта).

Наиболее приоритетными методами увеличения нефтеотдачи пластов, более всего подготовленными технически и технологически, являются тепловые, когда вводится тепло в продуктивный пласт.

Тепловые МУН – это методы интенсификации притока нефти и повышения продуктивности эксплуатационных скважин, основанные на искусственном увеличении температуры в их стволе и призабойной зоне. Применяются тепловые МУН в основном при добыче высоковязких парафинистых и смолистых нефтей. Прогрев приводит к разжижению нефти, расплавлению парафина и смолистых веществ, осевших в процессе эксплуатации скважин на стенках, подъемных трубах и в призабойной зоне.

Паротепловая обработка скважин (Huff & Puff)

Процесс паротепловой обработки призабойной зоны скважины (рисунок 3.3) состоит из трех операций [7,8]. Первый этап это закачка теплоносителя (пара) в битуминозные песчаники. В течение этого периода происходит нагревание скелета пласта, пластового флюида, окружающих пород, температурное расширение всех компонентов, повышение давления в призабойной зоне и т.д. Затем скважину закрывают на период выдержки. В этот промежуток времени происходит выравнивание температурного поля и поля давления вокруг скважины. Снижение температуры и давления способствует конденсации пара. При этом в зону конденсации устремляется оттесненная от призабойной зоны нефть, ставшая наиболее подвижной в результате уменьшения вязкости при прогреве. Следующий этап это отбор жидкости из пласта той же скважиной. Такой цикл (нагнетание пара, выдержка, добыча) повторяется несколько раз. Эффективность данного метода обуславливается не только влиянием температуры на вязкость нефти, но и уменьшением межфазного натяжения, адсорбцией активных компонент нефти. Также в результате растворения парафиносмолистых отложений из-за действия

температуры, происходит постоянная очистка призабойной зоны, тем самым восстанавливаются ее первоначальные фильтрационные свойства. В период конденсации пара происходит и так называемая капиллярная пропитка, в процессе которой нефть в низкопроницаемых зонах замещается водой. Очень часто данный метод применяется как начальная стадия других тепловых способов разработки (например, перед паротепловым воздействием на пласт). Опыт проведенных паротепловых обработок скважин в различных геолого-физических условиях в России и за рубежом показал, что наиболее оптимальными объектами для разработки данным способом являются однородные песчаные коллектора большой толщины, с пористостью $> 14\%$, проницаемостью $> 0,25 \text{ мкм}^2$, с глубиной залегания меньше 1400 метров. Расчлененность объекта, высокая обводненность пласта, низкая проницаемость или слишком большая вязкость нефти (более 12 000 мПа.с) снижают эффективность метода. Также проведение ПТОС неэффективно в пластах с высоким содержанием глины, которая при конденсации пара набухает, снижая проницаемость призабойной зоны. Из-за того, что паротепловому воздействию подвергается только призабойная зона скважины, коэффициент нефтеизвлечения для такого метода разработки остается недостаточно высоким (14-21%). Еще одним из недостатков метода является высокая энергоемкость процесса (что не дает возможности его применения при больших глубинах залегания из-за огромных тепловых потерь по стволу скважины).

В нашей стране технологию пароциклических обработок призабойных зон добывающих скважин начали впервые применять в 1962 году на месторождении Оха. Более серьезные работы по применению данного способа разработки были проведены на месторождении Зыбза-Глубокий Яр начиная с 1965 года. В процессе практических исследований был проведен анализ влияния различных операционных параметров на эффективность ПТОС: свойств теплоносителя, темпа и удельного объема закачки пара,

продолжительности паропропитки, расстояние между скважинами, длительность периода отбора нефти.

В последующем данный опыт стали применять и на других месторождениях высоковязкой нефти: Катангли, Западное Сабо, Ишимбаевском и т.д.

Паротепловая обработка скважин с успехом применяется и в зарубежных странах:

- США (месторождения Керн-Ривер, Мидуэй-Сансет),
- Венесуэла (месторождения Тиа Хуана, Лагунилас, Бачакеро),
- Канада (месторождения Колд-Лейк, Джобо, Атабаска и др),
- Китай (месторождения Гаошенг, Шанси),
- Казахстан (месторождение Каражанбас),
- Индонезия, Кувейт, Аргентина и др.

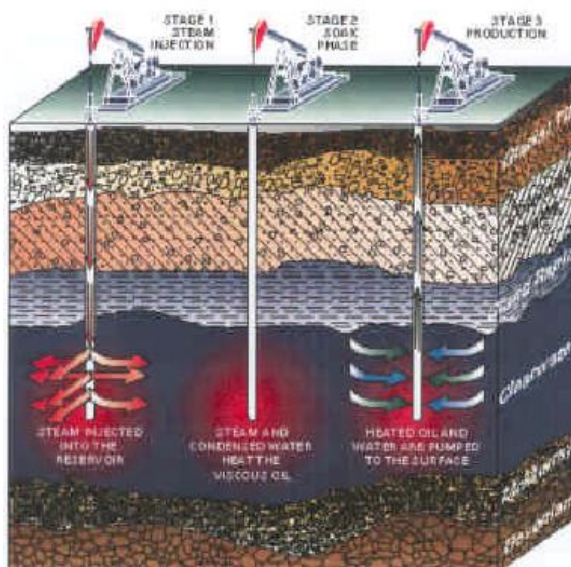


Рисунок 3.3 - Паротепловая обработка скважин.

Паротепловое воздействие на пласт (Steam Injection)

Паротепловое воздействие на пласт (рисунок 3.4) представляет собой неизотермическое вытеснение нефти теплоносителем [9,10]. Увеличение нефтеотдачи пласта при закачке в него теплоносителя достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием тепла, что способствует улучшению охвата пласта и повышает коэффициент вытеснения. В качестве

рабочих агентов могут использоваться горячая вода, пар, горячий полимерный раствор и т.д. Закачка горячей воды наиболее легко осуществима, однако она менее эффективна по сравнению с использованием пара.

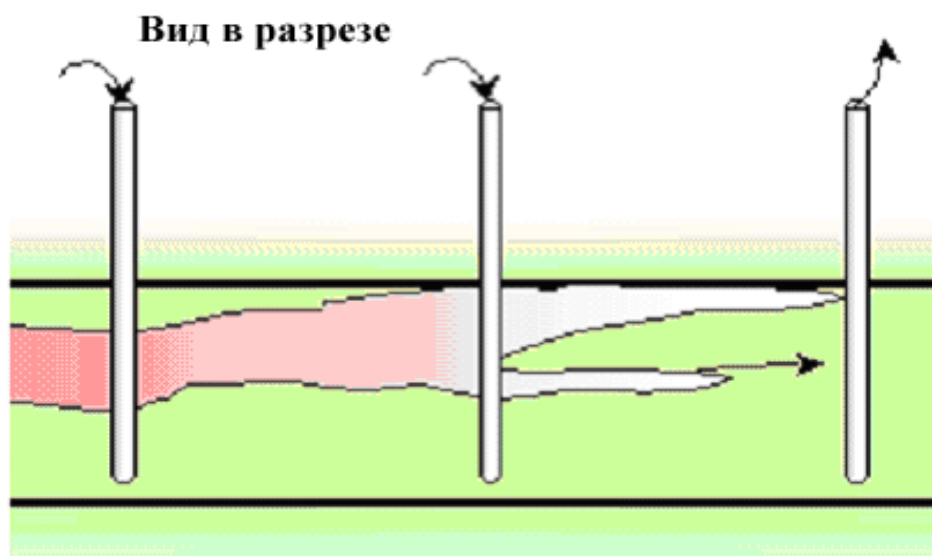


Рисунок 3.4 - Паротепловое воздействие на пласт

Пар как теплоноситель обладает следующими отличительными свойствами:

- высоким теплосодержанием, благодаря внутренней теплоте парообразования (поэтому эффективнее использовать как можно более сухой пар или даже перегретый),
- пар может занимать больший объем, чем вода,
- пар в состоянии вытеснить до 90% нефти из пористой среды.

При вытеснении нефти паром в пласте образуются три характерные зоны: зона вытеснения нефти паром, зона горячего конденсата (где происходит процесс неизотермического вытеснения нефти горячей водой), и зона неохваченная тепловым воздействием, где происходит вытеснение нефти водой пластовой температуры. Также при данном методе разработки более легкие фракции остаточной нефти могут переходить в газовую фазу, тем самым создавая газонапорный эффект. В дальнейшем, в более холодной зоне пласта, эти фракции конденсируются, образуя впереди паровой зоны прослойку растворителя.

Экономическая эффективность процесса паротеплового воздействия на пласт и коэффициент нефтеотдачи зависят от количества тепла доставленного в пласт. Именно из-за этого, потери тепла в наземных коммуникациях и по стволу нагнетательных скважин (ограничивают глубину залегания пластов, пригодных к разработке тепловыми методами) являются одним из ключевых моментов данного метода. А необходимость снижения потерь тепла в пластах приводит к ограничениям плотности размещения скважин.

В России впервые закачка пара в пласт, как технология добычи высоковязких нефтей, была осуществлена на месторождении Зыбза-Глубокий Яр в 1965 г. Затем паротепловое воздействие стало применяться с 1968 года на месторождениях Сахалина, Чечни, Татарстане, р. Коми, Удмуртии, и др. Значимость данного термического способа разработки подтверждается и географической широтой его использования:

- Казахстан (Каражанбас, Кенкияк);
- США (Южный Белдриж, Мидуэй-Сансэт, Керн-Ривер и др);
- Канада;
- Венесуэла (Маровен, Кабимас, Тиа-Джуана, и др);
- Китай.

В России были разработаны и применяются следующие модификации этого способа разработки:

- пароциклическое воздействие на пласт через скважины пробуренные с поверхности на шахтных площадях, ранее отработанных на естественном режиме истощения по уклонно-скважинной системе (в данном случае старые горные выработки служат горизонтальным продолжением вертикально скважины);

- технология теплоциклического воздействия на пласт (ТЦПВ), особенностью которой является комплексный процесс теплового воздействия на нефтяной пласт как через нагнетательные так и добывающие скважины для увеличения охвата пласта и повышения коэффициента извлечения нефти;

- импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ), сущность которой заключается в многократном воздействии на пласт попеременными строго расчетными циклами “нагрев-охлаждение”, что способствует более полному вытеснению нефти и обеспечивает значительное сокращение энерго и ресурсозатрат;

- термополимерное воздействие (ТПВ), которое предусматривает закачку в пласт нагретого до температуры 80-90С горячего полимерного раствора, тем самым удается существенно выровнять профили приемистости в нагнетательных скважинах и значительно увеличить коэффициент охвата неоднородного коллектора. Данный метод был специально разработан и с успехом использован (Мишкинское месторождение) для разработки залежей высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах Удмуртии;

- применение данных термических методов с использованием горизонтальных скважин для улучшения экономических и технологических показателей разработки, увеличения КИН, а также для обеспечения более высоких темпов отбора нефти. В России данный метод применялся с 1982 года на Жирновском месторождении, а в данный момент ГС широко используются на месторождениях залежей высоковязкой нефти в Удмуртии;

- паротепловое воздействие в сочетании с заводнением. При данном методе разработки первоначально создается тепловая оторочка путем закачки пара, которая затем перемещается по пласту за счет закачки ненагретой воды. Такое сочетание термического метода с заводнением позволяет достичь более высоких технолого-экономических показателей разработки месторождения.

Внутрипластовое горение.

Один из самых сложных способов разработки не только с точки зрения физических процессов протекающих в пласте, но и с точки зрения мониторинга и управления [11,12,13]. Внутрипластовое горение осуществляется частичным сжиганием нефти в пласте. Очаг горения, инициируемый различными глубинными нагревательными устройствами (электрическими, огневыми,

химическими и т. п.), продвигается по пласту за счёт подачи в пласт воздуха (рисунок 3.5).

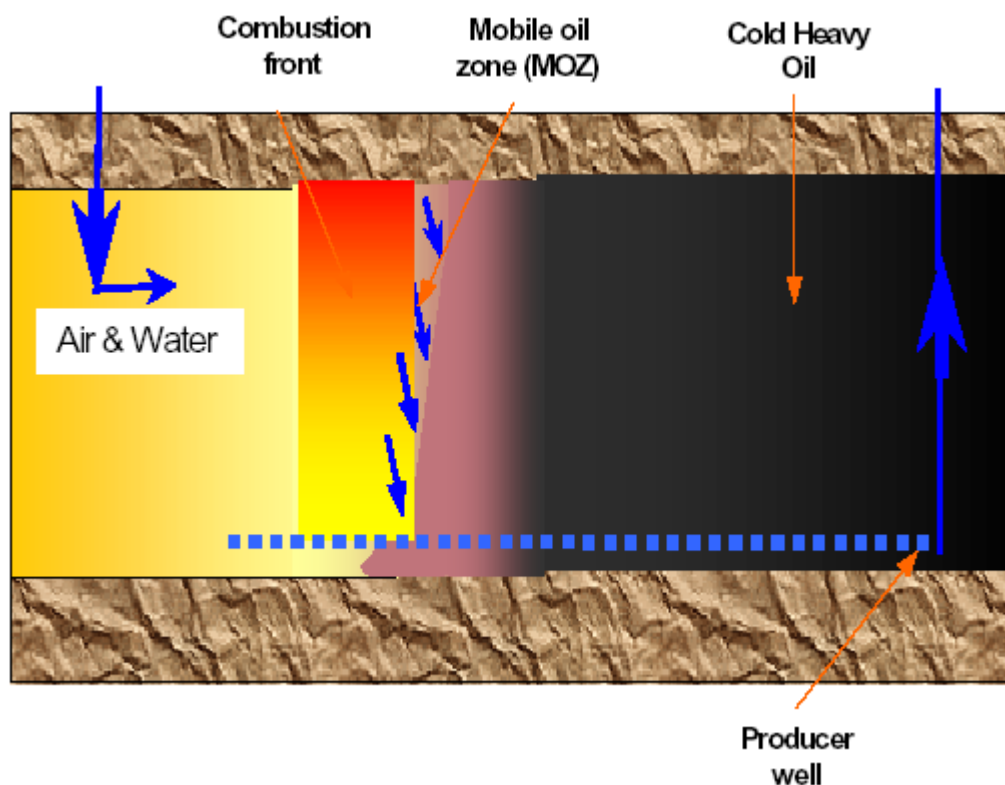


Рисунок 3.5 - Внутрипластовое горение.

Благодаря экзотермическому окислению, в пласте в зоне горения достигается повышение температуры до 500— 700 °С. Под действием высокой температуры уменьшается вязкость нефти, происходит термический крекинг, выпаривание легких фракций нефти и пластовой воды, выпадение и сгорание кокса. При этом в выжженной зоне через которую прошел фронт горения, остается только насыщенная воздухом порода. Впереди фронта горения продвигается так называемая зона испарения, содержащая продукты горения - смесь углеводородных и углекислых газов, азота, водяного пара и т. д. Температура в данной зоне снижается от температуры горения до температуры кипения воды. Испарившиеся легкие углеводороды и пар переносятся вперед по пласту до тех пор, пока не сконденсируется при контактировании с более холодными породами пласта. Из зоны конденсации пластовая нефть вытесняется под действием сконденсировавшихся легких фракций нефти (действуют как растворители), сконденсировавшегося пара (вытеснение

горячей водой) и газообразных продуктов горения (газонапорный режим). Вытесненная нефть накапливается в зоне нефтяного вала, где поровое пространство кроме нефти заполняется газообразными продуктами горения и содержит связанную воду. Температура в этой области близка к первоначальной пластовой температуре. Как мы видим, данный способ разработки включают в себя процессы массо и теплопереноса, теплопередачи, химические реакции и фазовые превращения.

3.2 Парогравитационный способ добычи тяжелой нефти и природного битума

Парогравитационный способ добычи (Steam Assisted Gravity Drainage) (рисунок 3.6) на сегодняшний день является одним из наиболее распространенных методов увеличения нефтеотдачи пластов, который был разработан, опробирован и внедрен канадскими разработчиками месторождений тяжелых нефтей и природных битумов [14,15].

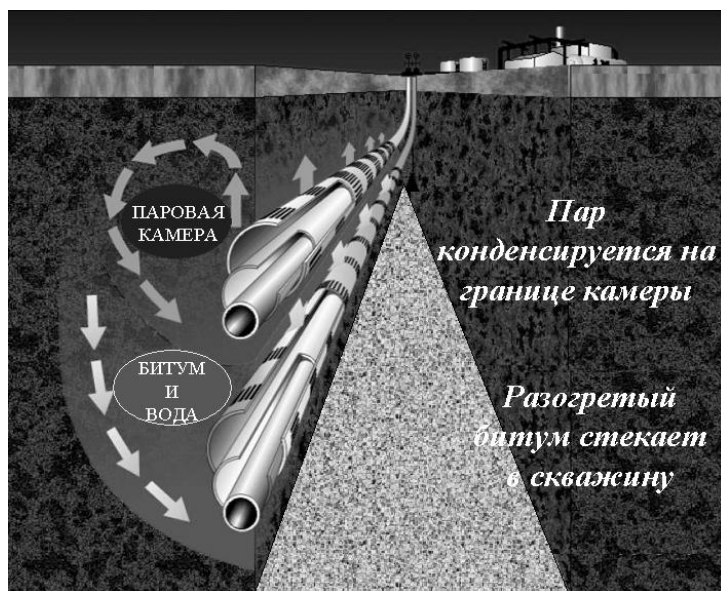


Рисунок 3.6 - Парогравитационный способ добычи

В классическом описании Батлера эта технология требует бурения двух горизонтальных скважин через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Причем скважины расположены параллельно одна над другой. Верхняя

горизонтальная скважина используется для нагнетания пара в пласт, где создается высокотемпературная паровая камера. Под действием температуры вязкость нефти уменьшается, и разогретая нефть стекает по стенкам паровой камеры ко второй горизонтальной скважине (добывающей). Данная технология включает в себя две основные стадии:

предварительный прогрев резервуара, во время которого устанавливается связь между нагнетательной и добывающей скважинами;

стадия парогравитационного дренажа, в которой происходит образование и рост паровой камеры.

Фаза предварительного прогрева. В неразогретом резервуаре, когда вязкость нефти значительна, а ее подвижность близка к нулю, гравитационный режим залежи дает минимальные значения дебитов. В точном определении парогравитационного дренажа говорится, что пар заполняет часть пространства резервуара, освободившуюся вследствие разработки нефти. Но для того, чтобы обеспечить это свободное пространство, вязкость нефти должна быть уменьшена. Таким образом, в начальной стадии разработки необходима фаза предварительного прогрева, которая влияет как на технологию так и на экономику процесса. В зависимости от свойств пласта и физико-химических свойств нефти предварительный прогрев может достигаться или паротепловой циклической обработкой обеих горизонтальных скважин или кондуктивным прогревом межскважного пространства резервуара. В последнем методе для кондуктивного прогрева используется циркуляция пара в обеих горизонтальных скважинах через насосно-компрессорные трубы и затрубное пространство.

Стадия разработки. После фазы предварительного прогрева начинается этап парогравитационного дренажа, где пар закачивается через верхнюю горизонтальную скважину, а нефть добывается через нижнюю. Из-за разницы плотностей закачиваемый пар пробивается к верхней части продуктивного пласта, создавая растущую паровую камеру. На поверхности раздела паровой

камеры и холодных нефтенасыщенных толщин постоянно происходит процесс теплообмена, в результате которого пар конденсируется в воду и вместе с разогретой нефтью стекает вниз к добывающей скважине под действием силы тяжести. Рост паровой камеры вверх продолжается до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, а затем она начинает расширяться в стороны. Через некоторое время, после достижения границ дренирования, паровая камера начинает оседать, что приводит к уменьшению темпов отбора нефти и делает добычу экономически невыгодной.

Парогравитационный способ добычи объединяет относительно высокие дебиты (из-за использования горизонтальных скважин) и окупаемое с точки зрения экономики энергопотребление. При этом коэффициент нефтеотдачи очень высок и обычно варьируется от 40 до 70%. При осуществлении парогравитационного дренажа на коэффициенты извлечения нефти (битума) практически не влияют, или влияют незначительно: вязкость углеводородов, толщины пласта и его анизотропия. Довольно эффективен этот процесс в условиях различного флюидонасыщения: в широком диапазоне изменения значений насыщенности пластов связанной водой и наличия подстилающей воды. Вместе с тем, как и любой метод воздействия, парогравитационный способ добычи требует оптимизации по своим технологическим показателям.

Например, проводились специальные исследования по влиянию различных параметров на эффективность парогравитационного способа добычи [16,17]. Результаты расчетов показали, что каждый из рассматриваемых показателей может значительно влиять на эффективность процесса парогравитационного дренажа.

Влияние плотности сетки скважин исследовалось путем изменения расстояния между соседними парами горизонтальных скважин. Расстояние варьировалось от 50 до 150 метров. На рисунке 3.7 представлена динамика коэффициентов нефтеотдачи для различных плотностей сетки скважин.

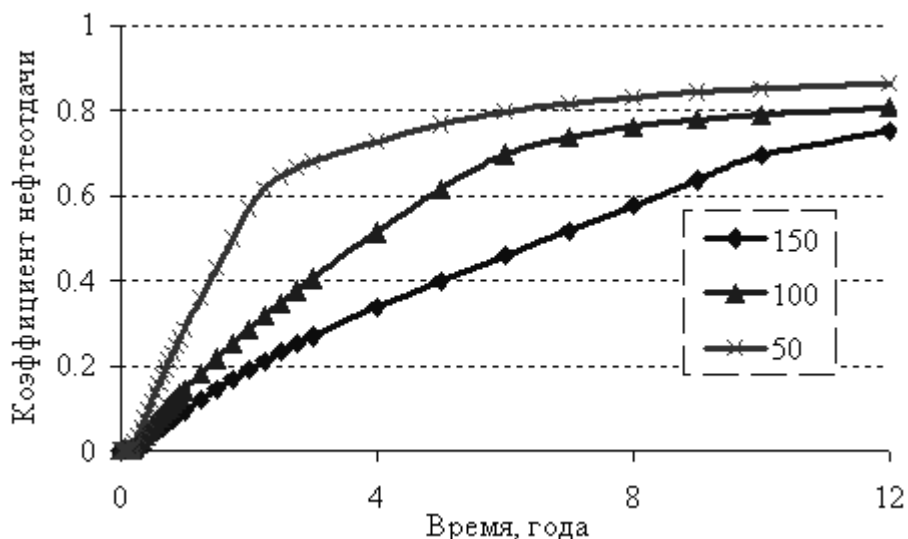


Рисунок 3.7 - Влияние расстояния между скважинами

Как видно из данного графика, меньшее расстояние между парами горизонтальных скважин (а значит и большая плотность сетки) обеспечивает более раннюю выработку запасов и сокращает время разработки. Уменьшение плотности сетки скважин обеспечивает меньшее количество используемых пар, увеличивает объем дренирования на каждую пару скважин, но в тоже время существенно увеличивает время проекта. Безусловно окончательное решение об оптимальной плотности сетки скважин может быть принято для каждого конкретного месторождения на основе технико-экономических расчетов.

При изучении влияния температуры на парогравитационный способ добычи, было проведено моделирование со следующими значениями температуры теплоносителя: 265С, 270С, 275С, и 280С. При этом соответственно менялось и забойное давление в паронагнетательной скважине, а степень сухости пара оставалась постоянной равной 0,85. Моделирование показывает, что температура не оказывает существенного влияния на коэффициент нефтеотдачи. Но по технологии парогравитационного дренажа давление нагнетания, а соответственно и температура пара, должны быть достаточными для поддержания роста и развития паровой камеры в пласте. С другой стороны, избыточное давление нагнетания и температура могут привести к прорыву пара в добывающую скважину. Большие объемы пара в

добывающей скважине обычно приводят к вынужденной остановке работы из-за экономической нецелесообразности циркуляции пара между парой скважин и риска потери внутрискважинного оборудования. Для устранения последствий прорыва пара обычно предпринимают следующие действия: останавливают закачку пара через нагнетательную скважину, закачивают холодную воду в добывающую, проводят ремонтные работы оборудования и изоляцию интервалов прорыва. В случае, если эти операции затягиваются во времени, сформировавшаяся паровая камера может раствориться. Тогда для перезапуска парогравитационного дренажа придется повторять стадию предварительного прогрева. Прорыв пара к добывающей скважине грозит потерей добычи, оборудования, времени и, в некоторых случаях, полной остановкой проекта.

Такие технологические параметры как скорость закачки и темпы отбора пластового флюида являются наиболее интересными с точки зрения управления процессом парогравитационного дренажа в ходе проведения работ и влияют на его эффективность.

При изучении влияния скорости закачки на данный способ разработки, было проведено моделирование вариантов со следующими параметрами 100 м³/день, 150 м³/день и 200 м³/день.

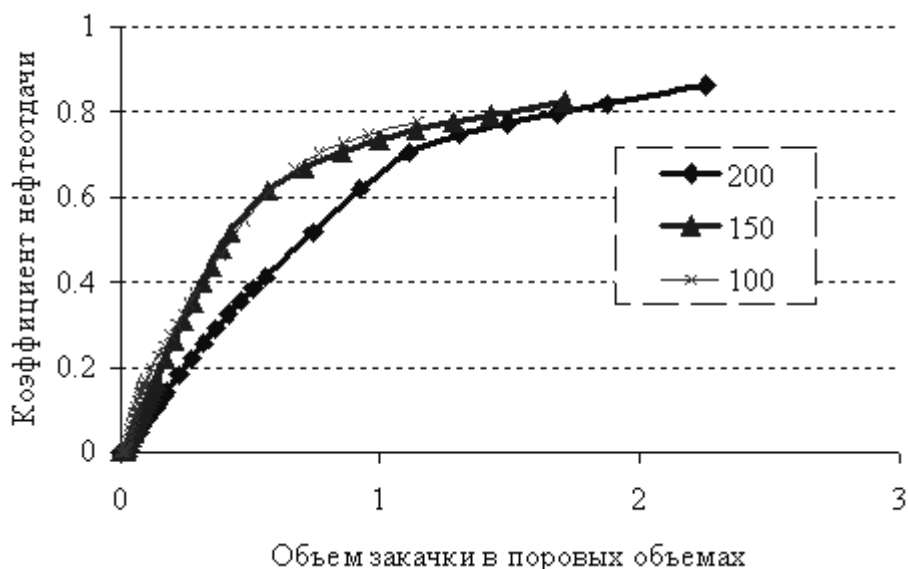


Рисунок 3.8 - Влияние скорости закачки пара

Как показано на Рисунке 3.8, скорость закачки пара существенно влияет на процесс разработки, при этом для конкретных геолого-физических параметров пласта существует оптимальный темп закачки теплоносителя. При этом данный темп закачки должен быть достаточно высок (для того чтобы поддерживать оптимальное развитие паровой камеры) и экономически целесообразен.

Анализ основных эксплуатационных параметров на эффективность парогравитационного дренажа показал следующее:

- так как основной режим залежи в таком методе разработки – гравитационный, для достижения экономически рентабельных дебитов выгоднее использовать горизонтальные скважины с большой длиной, хотя существует примеры использования вертикальной добывающей скважины в случае резервуаров с небольшими толщинами продуктивных пластов;

- температура закачиваемого пара не оказывает большого эффекта, и ее выбор зависит от пластового давления и геолого-физических характеристик пласта;

- а вот с увеличением сухости пара (качества пара) эффективность процесса разработки стремительно растет – еще более сильный эффект дает использование в процессе закачки перегретого пара. Однако данный параметр не может использоваться как оптимизационный в процессе разработки, так как он определяется прежде всего характеристиками парогенераторного оборудования и наличием термоизоляции в скважине;

- скорость закачки пара и темпы отбора пластового флюида могут использоваться для повышения эффективности парогравитационного дренажа.

3.3 Модификация парогравитационного способа воздействия на пласт

Помимо классического способа парогравитационного способа добычи уже предложено несколько различных модификаций этого процесса. В их числе

следует указать парогравитационный способ добычи с использованием одной горизонтальной скважины, выполняющей одновременно роль как нагнетательной, так и добывающей скважины. В этом случае пар нагнетается в зоны пласта, прилегающие к концу горизонтальной секции скважины, а разогретый пластовый флюид добывается у «пятки» скважины. Преимущества такого метода заключаются в экономии средств на строительство скважин, а также применимости его для резервуаров с небольшими значениями продуктивных толщин (где невозможно бурение двух горизонтальных скважин). К недостаткам способа относится техническая сложность реализации проекта.

Парогравитационный способ добычи с использованием дымовых газов также является одной из разновидностью SAGD метода. Закачка смеси дымовых газов (углекислый газ, метан, сероводород, азот и т.д.) с паром может не только уменьшить потребление пара (до 70%), но и улучшает эффективность процесса разработки пласта. Дымовые газы служат своеобразной оторочкой паровой камеры и уменьшают теплопотери через кровлю пласта. Если давление в паровой камере становится больше пластового, дымовые газы «пробивают» поверхность раздела паровой камеры и неразогретой нефти, что ускоряет процесс теплообмена в пласте.

Ряд других модификаций парогравитационного способа добычи включает в себя использование дополнительных скважин для циклической паротепловой обработки, использование электронагревающих устройств на стадии предпрогрева и т.д.

Как правило, расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами по вертикали составляет несколько метров (от 5 до 10 м), а расстояние от верхней скважины до кровли пласта не лимитировано. Таким образом, этот процесс может быть реализован в пластах в довольно широком диапазоне изменения их толщин. Длина горизонтальных участков скважин – от нескольких сотен до 1300-1500 м, а расстояние между парами скважин

(обычно скважины бурятся рядами) - от нескольких десятков до полутора сотен метров.

Ключевым моментом успеха реализации парогравитационного метода является возможность пробурить горизонтальные скважины одна над другой, сохраняя расстояние. Это дает возможность избежать ранних прорывов пара в добывающую скважину. Процесс бурения строится следующим образом:

- на первом шаге бурится добывающая горизонтальная скважина;
- обсаживается или спускается щелевой хвостовик;
- используя добывающую скважину как реперную отбивку с помощью специального сервиса бурят нагнетательную горизонтальную скважину.

Данное бурение достаточно сложно с технологической точки зрения и требует специальных инструментов и технологий, которые есть на данный момент только у зарубежных сервисных компаний.

В данной дипломной работе предлагается модификация данного способа разработки. Предлагается бурение горизонтальной добывающей скважины традиционным способом. Вместо горизонтальной паронагнетательной скважины предлагается бурить серии вертикальных скважин для закачки пара (рисунок 3.9).

Данная схема имеет следующие преимущества:

- возможность полностью выполнить бурение силами Российских подрядчиков;
- снизить риски и сроки при бурении нагнетательного фонда скважин;
- снизить стоимость за счет бурения вертикальных скважин (небольшие глубины 100-200 метров);
- возможность контролировать развитие паровой камеры за счет контроля закачки в различные вертикальные скважины;
- снизить риск прорыва пара в добывающую скважину.

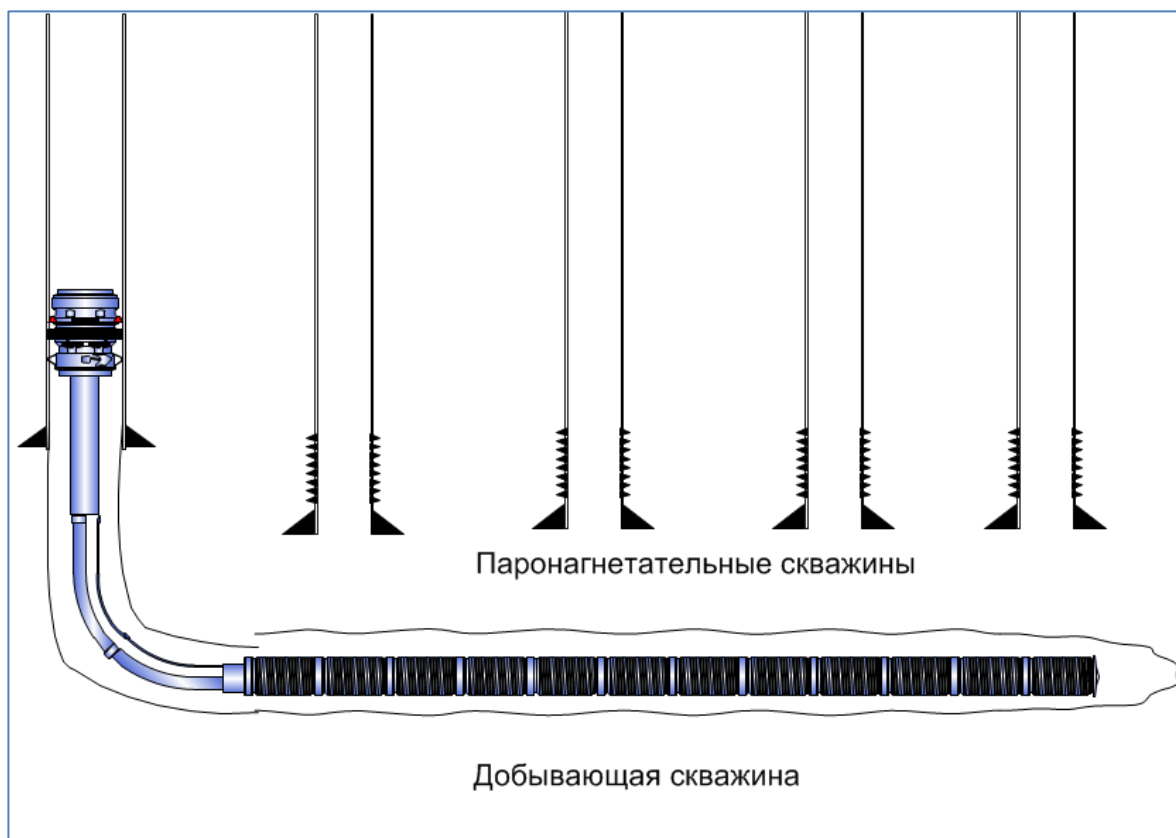


Рисунок 3.9 - Модификация парогравитационного способа разработки

Внедрение вышеописанной модификации парогравитационного дренажа позволит не только повысить эффективность разработки Ярегского месторождения, но и значительно улучшить экономическую составляющую проектов. Это позволит распространить данный опыт на другие залежи тяжелой нефти и битумов по всей территории России, тем самым увеличив долю добычи нетрадиционных углеводородов.

4 Безопасность и экологичность

Технология добычи нефти и газа связана с эксплуатацией опасных производственных объектов, которые расположены в населенных районах, что накладывает на них ответственность по обеспечению безопасности людей и охраны окружающей среды.

Основной целью деятельности в области промышленной безопасности является обеспечение защищенности жизненно важных интересов личности и

общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий.

4.1 Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов при проведении работ

В результате идентификации, учитывая принцип зонирования, выявлен опасный производственный объект – площадка добывающих и паронагнетательных скважин ОПУ-5 на Лыаельской площади Ярегского месторождения», которая относится к категории опасных производственных объектов. Объект «Площадка добывающих и паронагнетательных скважин на Лыаельской площади Ярегского нефтяного месторождения» признан опасным производственным объектом II типа [34].

Основными составляющими данного объекта являются:

- производственная площадка, на которой располагаются буровая установка Дреко (Кремко) К-200, цементировочный агрегат ЦА –320М, колонная головка компании GALAXY, арматура фонтанная компании GALAXY;

- склад ГСМ;
- склад химреагентов.

Основными выполняемыми видами работ на производственной площадке являются: бурение паронагнетательных и добывающих скважин, обслуживание оборудования, коммуникаций, сосудов, работающих под давлением, а также с применением вредных и опасных веществ, пара и горячей воды, воздействием электрического тока

Работы, связанные с обслуживанием оборудования могут оказывать опасное и вредное воздействие на организм человека в процессе производственной деятельности. К опасным и вредным производственным факторам относятся:

- повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может пройти через тело человека;
- повышенная вибрация;
- повышенный шум;
- движущиеся машины и механизмы;
- вредные и опасные химические вещества;
- повышенная загазованность и недостаточное содержание кислорода в воздухе рабочей зоны;
- взрывопожароопасность производственного процесса;
- нервно-психические перегрузки;
- воздействие пониженных и повышенных температур [33].

По основному виду экономической деятельности установлен XXX класс профессионального риска, характеризующий уровень производственного травматизма, профзаболеваемости и расходов по обеспечению по программе обязательного социального страхования. Страховые тарифы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний составляют 7,4% к начисленной оплате труда [18].

Наиболее распространенными и опасными аварийными ситуациями при эксплуатации механизированного фонда являются пожары и разливы нефти.

При аварийных ситуациях с открытыми разливами нефти или с поступлением в воздушную среду газа все работы на кусте, включая добычу нефти, должны быть прекращены. В воздушную среду кустовой площадки поступают опасные газы, которые могут являться источниками отравления организма.

4.2 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ выполняются на Ярегском нефтяном месторождении. Климат месторождения преимущественно умеренно-континентальный. Территории находятся в зоне постоянного вторжения холодных арктических масс воздуха со стороны Северного Ледовитого океана и отличаются продолжительной холодной зимой (8-9 месяцев) и умеренно тёплым летом, большими годовыми и суточными перепадами температур воздуха.

Среднегодовая температура воздуха на территориях составляет $-8,2^{\circ}\text{C}$. Наиболее холодные месяцы – декабрь, январь, февраль со средней температурой -26°C , в отдельные дни температура воздуха опускается до -57°C . Устойчивый снежный покров образуется в начале октября. Толщина снежного покрова от 1 до 3 м. Среднегодовое количество осадков около 450 мм. Максимальная скорость ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра – 5-7 м/с.

Проведение работ происходит на открытом пространстве на кустовой площадке Ярегского месторождения, которое расположено в климатическом регионе Ib, средняя температура воздуха зимних месяцев -41°C , средняя скорость ветра средняя из наиболее вероятных величин 1,3 м/с [18].

Работающие на открытом воздухе обеспечиваются средствами индивидуальной защиты, для них устанавливаются регламентированные перерывы для отдыха и обогрева (таблице 4.1) [30].

Таблица 4.1 - Продолжительность работы и отдыха в холодное время года

Период года	Температура, $^{\circ}\text{C}$	Относительная влажность, %	Скорость движения, м/с
	Оптимальная	Оптимальная на рабочем месте, не более	Оптимальная, не более
Холодный	17-19	40-60	0,2
Теплый	20-22	40-60	0,3

Скважины могут оснащаться укрытиями, препятствующими воздействию ветра и осадков. Так как оптимизация скважин, работающих с помощью УЭЦН или газлифтной эксплуатации, не требует присутствия операторов для контроля параметров эксплуатации, то операторам приходится проводить периодические осмотры оборудования. В случае ремонта скважин, работы по КРС ведутся круглосуточно.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен вагон-бытовка с необходимыми приборами отопления и вентиляции. Дополнительные перерывы для обогрева работающих и приостановка работы на объектах осуществляются в зависимости от установленных предельных значений температуры наружного воздуха и скорости ветра в данном климатическом районе [19]. Среднюю температуру помещения необходимо поддерживать в диапазоне 15-20 °С [20].

4.3 Санитарно-гигиенические требования к помещениям и размещению используемого оборудования

Персонал работает в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), поэтому в условиях сурового климата Ярегского месторождения с низкими температурами (зимой до -47°C) и высокой влажностью (летом до 95%) большую роль играют метеорологические факторы. При низкой (сверхдопустимой нормы) температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. В случае низкой температуры воздушной среды уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организмом, что сковывает движения.

Работы выполняются на кустовой площадке размером 300 м². Некоторые виды работ проводятся на фонтанной арматуре, на высоте 3 м и на

эксплуатационных эстакадах высотой 5-6 м. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

На территории кустовой площадки установлены и определены знаками безопасности и аншлагами места остановки (стоянки) спецтранспорта и их зоны проезда.

Порядок передвижения всех видов транспорта утверждается начальником цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), предусмотрены пути эвакуации транспортных средств при аварийных ситуациях.

Помещение для отдыха в рабочее время должно иметь площадь из расчета $0,2 \text{ м}^2$ на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м^2 .

Устройство для обогрева размещается в отдельном помещении площадью из расчета $0,1 \text{ м}^2$ на 1 работающего, пользующегося данным устройством в наиболее многочисленной смене, но не менее 12 м^2 .

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначаются для хранения уличной домашней и специальной одежды [21].

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 65 дБ [22].

Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению представлены в таблице 4.2 [23].

Таблица 4.2 – Санитарно-гигиенические требования к производственному освещению

Показатели условий труда	Оборудование, параметры
Виды рабочего искусственного освещения: источники света	лампа накаливания
Освещенность, лк, норма/факт	20/20
Аварийная освещенность: на рабочих местах, лк на путях эвакуации, лк	20 20
Источники питания аварийного освещения	аккумуляторная батарея
Исполнение светильников	газо-защищенное и взрывогазозащитное
Мощность светильников, Вт	200, 250, 400
Количество светильников	3
Источники шума	газопровод, ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/ факт	80/76
Источники вибрации	ПАЭС-2500
Нормируемые параметры, дБ, норма/факт	81/80

В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники рабочего и аварийного (эвакуационного) освещения должны питаться от независимых источников. Вместо устройства стационарного аварийного (эвакуационного) освещения допускается применение ручных светильников с аккумуляторами.

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования должно быть выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении.

Персонал предприятия обеспечивается спецодеждой, спецбувью, защитными касками (зимой - с утепленными подшлемниками), респиратором, наушниками и другими средствами индивидуальной защиты. Спецодежда, предназначенная для использования на взрывопожароопасных объектах или взрывопожароопасных участках производства, должна быть изготовлена из термостойких и антистатичных материалов. Для исключения опасности попадания в глаза инородных тел, работающие должны пользоваться защитными очками [19, 24].

При работе на кустовых площадках, где концентрация газа и вредных паров может превышать допустимые санитарные нормы, рабочие должны обеспечиваться противогазами [25].

4.4 Обеспечение безопасности технологического процесса

При добыче высоковязких нефтей паронагнетательным способом имеет место повышенная загазованность воздуха рабочей зоны. Перечень и ПДК вредных веществ при эксплуатации скважин представлены в таблице 4.3 [31].

Таблица 4.3 – ПДК вредных веществ

Вещество	Объем, мг/м ³
Аммиак	20
Бензин-растворитель (в пересчете на С)	300
Керосин (в пересчете на С)	300
Пыль угольная, содержащая от 2 до 100% свободной О ₂	4
Сероводород в смеси с углеводородами С ₁ —С ₅	3
Углекислый газ	9000
Спирт этиловый	1000
Углеводороды С ₁ —С ₁₀	300
Хлор	0,1

Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на объекте представлены в таблице 4.4 [34].

Таблица 4.4 - Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на объекте

Наименование	Количество, т	Склад ГСМ, т	Токсичные вещества, т
Нефть	98,0	98,0	
Диз. топливо	17,3	17,3	
Моторное масло	0,1	0,1	
Бентонит	6,9		6,9
Na ₂ CO ₃	0,4		0,4
NaOH	0,3		0,3
NaHCO ₃	0,1		0,1
PolyPlus	0,1		0,1

При повышенной загазованности воздуха рабочей зоны следует применять соответствующие противогазы. До начала работ необходимо проверить исправность противогаза и шлангов.

При применении физико-химических методов увеличения нефтеотдачи используются химические вещества, которые, попадая в воздух рабочих помещений, могут оказывать неблагоприятное воздействие на здоровье и нормальную жизнедеятельность организма.

Величины предельно допустимых концентраций (ПДК) компонентов рабочей зоны указаны в таблице 4.5 [31].

Таблица 4.5 – Величины предельно допустимых концентраций (ПДК) рабочей зоны

Компонент	Массовая доля	ПДК р.з., мг/м ³	Класс опасности
Гексан	около 50	900/300	4
Тоулол	около 40	150/50	3
Этилбензол	около 8	150/50	4
Диэтилбензол	около 2	30/10	3
Болксополимер окиси пропилена и окиси этилена	около 0,05	Не установлено	Не классифицируется

Обслуживающий персонал должен производить контроль воздушной среды переносными газоанализаторами:

- в местах постоянного нахождения обслуживающего персонала, там, где нет необходимости установки стационарных газосигнализаторов - не реже двух раз за смену;

- в местах, обслуживаемых периодически, – перед началом работ и в процессе работы;

- в резервуарном парке, в центре каждого каре резервуаров, а также вокруг обваловки на расстоянии 5-10 м от него на осевых линиях резервуара с подветренной стороны – не реже одного раза за смену;

- при аварийных работах в загазованной зоне – не реже одного раза в 30 мин [26].

Стандартное напряжение для работы УЭЦН составляет 380 В. Кабели, используемые на кустовой площадке и спущенные к ЭЦН, бронированы.

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть заземлены, занулены. Все токоведущие части изолированы или

помещены на достаточной высоте для защиты от возможного поражения электрическим током [32].

4.5 Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности

В условиях разработки нефтегазовых месторождений могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, такие как газ, газоконденсат, сероводород, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества, поэтому данное производство по пожарной опасности относится к категории II [27].

По взрывопожарной опасности буровая установка КРС, устье скважин относится к категории А, степень огнестойкости II [28].

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение ТБ при бурении и ремонте скважин; утечка газа через негерметичные фланцевые соединения; возгорание газа вследствие несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Электрооборудование (машины, аппараты, устройства), контрольно-измерительные приборы, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов 0, 1 и 2, должны быть во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень взрывозащиты, отвечающий требованиям, предъявляемым ПУЭ [29], вид взрывозащиты - категории и группе взрывоопасной смеси.

В таблице 4.6 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ [26].

Таблица 4.6 - Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	Нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	-	40-17
Предельно-допустимая концентрация, мг/м ³ в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	В больших концентрациях обладает наркотическим действием	Обладает наркотическим действием

Система сигнализации в цехе добычи нефти и газа (ЦДНГ) Ярегского месторождения действует по следующему принципу: при получении сигнала «Тревога» или «Пожар» дежурный, принявший сигнал от оператора, обязан:

- немедленно сообщить в пожарную охрану по телефону 01, указав адрес объекта, свою фамилию, что горит.

- лично или через дежурных выяснить обстоятельства сработки извещателя (пожар, ложное срабатывание, отсутствие энергии и т. д.).

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности.

Первичные средства пожаротушения:

- огнетушители порошковые ОП-8(3)-АВСЕ, и углекислотные ОУ-3-34В-(01)У2 и комбинированный (100л) – для склада ГСМ;

- ящики с песком: 0,5 м³; 1,0 м³;

- лопаты;

- лом пожарный легкий ЛПЛ;

- топор пожарный поясной ТПП;

- багор пожарный БПМ;

- ведро пожарное БП;

- щит пожарный деревянный ЩПД;
- рукава пожарные брезентовые, ящики для пожарных рукавов;
- мотопомпа МП-1600 или МП-1800; емкость для пенообразователя объемом 3 м³;
- пеногенератор ГПС-200 [28].

4.6 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях

Под влиянием внешних факторов (механических повреждений, нарушения регламента работ, технологического брака и др.) может произойти отказ ПВО, разгерметизация оборудования (емкостей). При этом возможна утечка нефти, воспламенение, а при несвоевременной локализации – возникновение и развитие пожара на буровой площадке.

Коррозионное разрушение при достаточно прочных конструкциях бурового оборудования, чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Однако, при несвоевременной локализации может произойти дальнейшее развитие аварии.

Прекращение подачи энергоресурсов чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям.

Опасности, связанные с внешними воздействиями маловероятны, но могут привести к выбросу нефтяного флюида в окружающую среду, взрывам и пожарам.

При эксплуатации скважин на кустовой площадке возможны аварийные и чрезвычайные ситуации, представленные в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Перечень возможных аварийных ситуаций

Перечень возможных аварийных ситуаций	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможностью нанесения значительного ущерба инфраструктуре.
Разливы нефти.	Разливы нефти потенциально могут привести к экологическим катастрофам и нанесению значительного вреда окружающей среде и биосфере.
Отказ трубопровода подачи хим. реагента	- выброс газа и разлив нефти в окружающую среду - розлив химреагента на территорию кустовой площадки; загазованность территории - отравление газом, отравление парами химреагента, облив хим. реагентом, нефтью
Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуры, фланцевых соединений	- розлив химреагента в помещении УДХ - загазованность помещения - отравление парами химреагента, облив химреагентом
Пожар в производственном помещении	- выброс газа и разлив нефти в помещении - поражение людей продуктами сгорания - загазованность территории и помещения - розлив химреагента
Свищ или трещина в теле сосуда, в подводящих и отводных линиях	- выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; загазованность помещения - отравление газом, облив нефтью

Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 8-10 человек.

Каждый работник предприятия, находящийся на территории кустовой площадки полностью обеспечен средствами индивидуальной защиты, а также медицинской аптечкой на случай аварийных или экстренных ситуаций.

На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП.

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

4.7 Экологичность проекта

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу при разработке Ярегского нефтяного месторождения предусматривается:

- утилизация оставшейся части (10%) добытого газа для нужд собственного энерго- и теплоснабжения;
- применение герметизированных процессов сбора и транспорта нефти, исключающих выделение нефтепродуктов в атмосферу;
- минимизация и сбор утечек от технологического оборудования с последующим возвратом их в технологический процесс;
- оборудование аппаратов, работающих под давлением, предохранительными клапанами, связанными с факельной системой;
- на всех резервуарах, используемых для хранения нефти, применение специальных устройств для предотвращения утечки летучих углеводородов и других газов в атмосферу (плавающие крыши);

- организация санитарно-защитной зоны от объектов.

Основными действиями по охране почв являются:

- прокладка дорог к буровым установкам, скважинам и другим объектам с учетом минимального разрушающего воздействия на почву;
- устройство нефтеловушек, дренажа на пониженных участках местности;
- сооружение систем накопления отходов бурения;
- устройство закрытых помещений для хранения химреагентов;
- сбор, откачка плавающих нефтепродуктов из шламового амбара и нефтеловушек для последующей их утилизации;
- обезвреживание отходов бурения методом отвердения;
- после завершения работ проводятся работы по восстановлению нарушенных земель.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласты для отечественной нефтяной промышленности представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки залежи тяжелой нефти и битумов. Это обусловлено как структурой «нетрадиционных» запасов нефти, так и необходимостью более полной выработки запасов углеводородов при достаточной высокой эффективности их добычи. Более 2/3 извлекаемых запасов «нетрадиционных» углеводородов в России приходится на битумы, а не на тяжелую нефть. Геологические ресурсы природных битумов на порядок превышают извлекаемые запасы тяжелой нефти. Для разработки таких месторождений с достижением приемлемыми значениями коэффициентов извлечения необходимы новейшие тепловые методы, превосходящие по эффективности уже традиционные технологии паротеплового воздействия.

В дипломной работе предлагается модификация парогравитационного способа воздействия при разработке месторождений высоковязкой нефти. Данная модификация позволит увеличить количество подобных работ и сделает данный метод технологически привлекательным для внедрения. Еще одной особенностью станет возможность использовать Российские технологии для бурения подобных скважин, что позволит не зависеть от действий международных нефтесервисных компаний.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- ГКЗ** - Государственная комиссия по запасам
- НГР** - нефтегазоносный район
- НГКМ** - нефтегазоконденсатное месторождение
- НИЗ** - начальные извлекаемые запасы
- НГЗ** - начальные геологические запасы
- ФЕС** - фильтрационно-емкостные свойства
- ГШ** – газовая шапка
- ППД** – поддержание пластового давления
- ГНК** – газо-нефтяной контакт
- СК** – суперколлектор
- МУН** – методы увеличения нефтеотдачи
- КИН** – коэффициент извлечения нефти
- ТГВ** – термогазовый метод
- ШФЛУ** - широкая фракция лёгких углеводородов
- ПАВ** - поверхностно-активные вещества
- ПДС** - полимерно-дисперсная система
- ВУС** - воздействие вязкоупругими составами
- ПНДС** - полимерно-наполненная дисперсная система
- ПЗС** - призабойная зона скважины
- ГРП** – гидроразрыв пласта
- ГНКТ** - гибкие насосно-компрессорные трубы
- ПАА** - полиакриламид
- ВГВ** – водогазовый метод
- ПНВРА** - пенообразующие нефтеводорастворимые агенты
- ОБП** – опорная база промысла
- ЦПС** – центральный пункт сбора
- ОБУВ** - ориентировочный безопасный уровень воздействия вещества
- СЗЗ** – санитарно-защитная зона

ГСМ – горюче-смазочные материалы

ПДВ - предельно допустимый выброс

ПДК - предельно допустимая концентрация

SAGD – парогравитационный дренаж

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Коноплев Ю.П, Тюнькин Б.А. Новый способ термощахтной разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство, 2001, № 3. – С. 59 - 60.
2. Коноплев Ю.П. Научно-Методические Основы Проектирования и Анализа Термощахтной Разработки Нефтяных Месторождений // Дисс. д.т.н., М. – 2004, с. 243.
3. Maurice B. Dusseault, Chun Xiu Liang, Yiqiu Ma CHOPS in Jilin Province, China // SPE paper 79032
4. Maurice B. Dusseault, El-Sayed S. Heavy-Oil Production Enhancement by Encouraging Sand Production // SPE paper 59276
5. Yazdani Ali J., Maini Brij B. Effect of Drainage Height and Grain Size on the Convective Dispersion in the Vapex Process: Experimental Study // SPE paper 89409 presented at the 2004 SPE/DOE Fourteenth Symposium on Improved Oil Recovery held in Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 17-21 April 2004
6. Das S.K. Vapex: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen // SPE paper 50941 presented at the SPE International Thermal Operations Symposium held in Bakersfield, California, 10–12 February, 1997.
7. Коноплев Ю.П., Л.М. Рузин, Б.А. Тюнькин, К.И. Литовец, Л.Г. Груцкий, В.В. Питиримов, Пранович А.А. Применение пароциклического воздействия на шахтных полях Ярегского месторождения // Нефтяное хозяйство. - 2001. - № 1. - С. 54 - 55
8. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей . - М.: Нефть и газ. – 1996. – 284 с.
9. Мусин М.М. Численная модель процесса паротеплового воздействия на пласт с системой скважин / Тр.ТатНИПИ. - 1980. - т.44. - с. 55-58.
10. Пеленичка Л.Г., Михалевич В.И. Опыт паротепловой доработки месторождения // Нефтяное хозяйство, 1982, № 10. – С. 29-31.

11. Фазлыев Р.Т., Веревкин К.И., Дияшев Р.Н., Мусин М.М., Ткаченко И.А. Результаты внедрения внутрислоевого горения на залежи № 24 Ромашкинского месторождения // Нефтяное хозяйство, 1984, № 10. – С. 30-34.
12. Желтов М.Ю., Желтов Ю.П. Метод расчета инициирования и создания устойчивости процесса внутрислоевого горения на основе теории неизотермической многокомпонентной фильтрации // Нефтяное хозяйство, 1985, №12. – С. 32-34.
13. Кашин А.К., Левченко В.С., Шевченко А.К. Оперативный промысловый контроль внутрислоевого горения // Нефтяное хозяйство, 1991
14. Шандрыгин А.Н., Нухаев М.Т., Тертычный В.В. “Разработка залежей тяжелой нефти и природного битума методом парогравитационного дренажа” // Нефтяное хозяйство 2006 №7, с. 92-96.
15. Butler R. Thermal Recovery of Oil and Bitumen, Inc. New-Jersey, 1991
16. Нухаев М.Т. Влияние технологических факторов на эффективность парогравитационного способа разработки залежей высоковязких нефтей и природного битума. // Сб. докл. Конференция “Научные проблемы нефтегазовой отрасли в северо-западном регионе России”. Ухта, 18-20 октября 2005г.
17. Нухаев М.Т. Моделирование парогравитационного дренажа в пакете "Eclipse". // Мат. конф. в 3-х ч. VI международная молодежная научная конференция "Севергеоэкотех-2005". (Ухта, 23-25 марта 2005 г.)- Ухта: УГТУ, 2005.- Ч.II.- С.217-219
18. Безопасность жизнедеятельности : учеб.-метод. пособие для выполнения раздела «Безопасность и экологичность» выпускной квалификационной работы [Электронный ресурс] / сост. : Е. В. Мусияченко, А. Н. Минкин. - Электрон. дан. - Красноярск : Сиб. федер. ун-т, 2016
19. Методические рекомендации РД 08-200-98 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (в редакции Госгортехнадзора РФ от 11.08.2000 N 44, от 20.06.2002 N 30)

20. Строительные нормы и правила РФ СНиП 41-01-2003 "Отопление, вентиляция и кондиционирование" (приняты постановлением Госстроя РФ от 26 июня 2003 г. N 115)
21. Строительные нормы и правила РФ СНиП 2.09.04-87 Административные и бытовые здания, 1987г.
22. Строительные нормы и правила РФ СНиП 23-03-2003 Защита от шума, 2003г.
23. Строительные нормы и правила РФ СНиП 11-4-79 Естественное и искусственное освещение
24. Санитарные правила и нормы РФ СанПиН 2.2.3.1384-03 Гигиенические требования к организации строительного производства и строительных работ, 2003г.
25. Санитарные правила и нормы РФ СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала радиационно-опасных производств, 2003г.
26. Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"
27. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" (с изменениями и дополнениями)
28. Федеральный закон от 22 июля 2008 г. N 123-ФЗ "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности"
29. Правила устройства электроустановок. ПУЭ-87. Минэнерго, 1986. Согласовано с Госгортехнадзором 05.10.79, М., 1986.
30. Методические рекомендации МБ 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»

31. Гигиенические нормы ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (пдк) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, 2003г.
32. Правила устройства электроустановок ПУЭ От 08.07.2002 № 204
33. Государственный стандарт Союза ССР ГОСТ 12.0.003-74* Система стандартов безопасности труда "Опасные и вредные производственные факторы. Классификация" (утв. и введен в действие постановлением Госстандарта СССР от 13 ноября 1974 г. N 2551)
34. Методические рекомендации по идентификации опасных производственных объектов» РД 03-260-99 разработанные и внесенные техническим управлением Госгортехнадзора России, НТЦ "Промышленнаябезопасность" утвержденные Постановлением Госгортехнадзора России от 25.01.99 № 10
35. Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" от 21.07.1997 N 116-ФЗ