

## СОДЕРЖАНИЕ

	стр.
Введение	5
Раздел 1. Геологическая часть.	7
1.1. Геолого-физическая характеристика Вахского месторождения.	8
1.2. Свойства и состав нефти, газа и воды.	10
1.3. Характеристика запасов нефти.	13
Раздел 2. Технологическая часть.	15
2.1. Основные этапы проектирования разработки Вахского месторождения	15
2.2. Характеристика текущего состояния разработки Вахского месторождения	16
2.3. Анализ динамики добычи, структура фонда скважин и показателей их эксплуатации	20
2.4. Обзор методов воздействия на пласт, применявшихся на месторождении	28
Раздел 3. Проектная часть.	30
3.1. Способы повышения нефтеотдачи пластов	30
3.2. Проектирование гидравлического разрыва пласта	31
3.3. Расчет параметров гидравлического разрыва пласта	33
3.4. Техника для гидравлического разрыва пласта	39
3.5. Материалы применяемые при ГРП	42
3.6. Технология проведения гидравлического разрыва пласта	46
3.7. Анализ эффективности проведения ГРП	48
Раздел 4 Организационная часть.	49
4.1. Гидравлический разрыв пласта	49
4.2. Глушение скважины	49
4.3. Освоение скважины	51
4.4. Требования к организациям, эксплуатирующим ОПО	52
4.5. Требования к обустройству нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений	53
Заключение	60
Список использованных источников	61

## Введение

В последнее время наметилась устойчивая негативная тенденция к ухудшению условий эксплуатации скважин на месторождениях Российской Федерации вследствие вступления залежей с благоприятными геолого - промысловыми параметрами в позднюю стадию разработки. Это требует ввода новых недоразведанных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Что в свою очередь требует привлечения капитальных вложений.

Сложившаяся ситуация требует обратить внимание на уже разрабатываемые месторождения, их состояние и методы их эксплуатации. Для повышения нефтеотдачи, на месторождениях приходится применять специальные программы интенсификации, которые приводят к осложнению условий эксплуатации. Необходим анализ применяемых методов увеличения нефтеотдачи, а также выявление возможности применения новых технологий добычи нефти.

ОАО «Томскнефть» является крупным нефтегазодобывающим предприятием Томской области. Сначала разработки Вахского месторождений добыто по состоянию на 1.01.2014 г. 380 млн.т. нефти. Современную сырьевую базу составляют запасы категорий В + С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>.

Запасы нефти сосредоточены на 23 разрабатываемых месторождениях, 11 из которых находятся на 3 и 4 стадиях разработки.

Характерными чертами современного состояния сырьевой базы являются:

- ☞ Высокая выработка запасов - 48,3%;
- ☞ В разработку вовлечено более 98% запасов категории С<sub>1</sub>.

На месторождениях, выработанность которых превышает 50%, сосредоточено 43,6% остаточных запасов и в целом по ОАО «Томскнефть» ВНК происходит существенное ухудшение структуры и качества запасов, связанное с истощением разрабатываемых месторождений при весьма незначительном приросте запасов за счет новых открываемых залежей и доразведки эксплуатируемых месторождений.

По существу все месторождения по мере выработки запасов становятся сложнопостроенными, а их запасы трудноизвлекаемыми. Для повышения нефтеотдачи, на месторождениях приходится применять специальные программы интенсификации, которые приводят к осложнению условий эксплуатации.

Актуальность данной работы обусловлена отсутствием работ, посвященных детальному анализу эффективности разработки Вахского месторождения.

Целью данной дипломной работы является проведение анализа текущего состояния разработки Вахского нефтяного месторождения, а также оценка эффективности проводимых геолого-технологических мероприятий.

К основным вопросам, рассматриваемым в данной работе, относятся следующие: общие сведения о месторождении, рассмотрение геолого-физической характеристики месторождения, нефтеносность и строение залежей нефти, состав пластовой жидкости, структура нефтедобывающих и нагнетательных скважин, фактические и прогнозные показатели работы фонда нефтяных скважин, анализ пообъектной характеристики месторождения, анализ эффективности внедрения технологии ГРП и других методов увеличения нефтеотдачи, анализ эффективности существующей системы разработки.

## 1. Геологическая часть

### 1.1 Общие сведения о месторождении

Вахское месторождение открыто в 1964г., введено в разработку в 1976г., расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 113 км восточнее от г. Нижневартовска и в 80км от г. Стрежевого (рисунок 1.1). Включает в себя следующие площади: Вахская, Северо-Вахская, Восточно-Вахская и Кошильская.

В настоящее время на месторождении пробурено 76 поисково-разведочных и 1166 эксплуатационных скважин.

Размеры месторождения составляют 31x15 км, при площади 480 км<sup>2</sup> и амплитуде поднятия - 160 метров.

Площадь месторождения сильно заболочена, болота занимают около 70% территории; поймы рек изобилуют озерами, протоками, старицами. На заболоченных участках торфяной слой достигает 6-10м. Территория месторождения находится в среднем течении рек Вах и Трайгородская.

Для завозки грузов на Вахское месторождение основным видом транспорта в летнее время является водный по реке Вах и устойчиво автотранспорт. Бетонная дорога Стрежевой - вахтовый Вахский поселок протяженностью 95км введена в действие с 1988г. На территории месторождения проложены бетонные дороги к основным производственным объектам (ЦПС, БКНС, промысловые базы), к остальным - грунтовые.

Нефть с Вахского месторождения поступает по нефтепроводу диаметром 530 мм на Советский центральный товарный парк (ЦТП), отсюда в магистральный нефтепровод Нижневартовск - Александровское - Анжеро-Судженск.

Нефтяной газ компримируется до 1,6 МПа для последующей его подачи по газопроводу «ГКС - Советский ЦТП» и затем потребителям (котельная г. Стрежевого, Нижневартовский ГПЗ). Попутный газ утилизируется на 95%.

На территории месторождения из строительных материалов имеются глина, песок, строительный лес, водоснабжение из подземных источников.

Климат района континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой с устойчивым снежным покровом и коротким не жарким летом.

Средняя температура воздуха наиболее жаркого месяца - июля -  $+17,5^{\circ}\text{C}$ , средняя температура наиболее холодного месяца января  $-21,5^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь - февраль и составляет  $-51^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум - на июль  $+30^{\circ}\text{C}$ . Средняя продолжительность безморозного периода составляет 108 дней.

Территория Вахского лицензионного участка в соответствии с почвенно-географическим районированием относится к среднетаежной подзоне подзолистых, болотно-подзолистых и болотных почв.

Промышленную разработку Вахского месторождения ведет ОАО «Томскнефть» ВНК на основании лицензий на право пользования участком недр ХМН 00344 НЭ от 06.06.1996г. и ТОМ 00048 НЭ 06.09.98г.[1]



Рисунок 1.1 - Обзорная карта Вахского месторождения

## 1.2 Геолого-физическая характеристика Вахского месторождения

Геологоразведочные работы на Вахском месторождении проводились в 3 этапа: поиски, разведка и доразведка. Поисковый и разведочный этапы включали в себя стадии региональных геолого-геофизических работ (1947-1957 гг.), поисковые и детальные геолого-геофизические работы (1957-1954, 1983-1985 гг.), поиски и разведку залежей нефти и газа на Вахской и Северо - Вахской (1954-1970 гг.), Восточно - Вахской (1983-1986 гг.).

В 1963-1964 годах сейсмической партией 5/63-64 Сургутской НРЭ была выявлена, детализирована и подготовлена под глубокое поисковое бурение Вахская структура. Результаты этих работ послужили основой для разработки проекта поисково-разведочного бурения на Вахском поднятии.

Залежи нефти в песчаных пластах горизонта Ю<sub>1</sub> (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) были открыты бурением скважины 10Р. При совместном испытании этих пластов в интервале 2179 - 2212 м был получен приток безводной нефти дебитом 24.7 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере.

В 1980-1985 гг. детальными сейсморазведочными работами изучены восточный и южный борта Вахской структуры, детализированы и подготовлены к глубокому бурению Восточно- и Южно-Вахская структуры.

В 1983 году на Восточно-Вахской структуре была пробурена разведочная скважина 70Р с целью выявления перспектив нефтегазоносности юрских горизонтов площади. Скважина вскрыла отложения горизонта Ю<sub>1</sub> и верхнюю часть разреза тюменской свиты. Этаж нефтеносности составил 90 м. При опробовании в процессе бурения горизонта Ю<sub>1</sub> получен приток нефти расчетным дебитом 53 т/сут. При испытании горизонта Ю<sub>2</sub> в колонне получен фонтан нефти дебитом 14 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 650 м. Водонефтяной контакт (ВНК) по залежи в обоих горизонтах не подсечен.

Бурением этой скважины были подтверждены высокие перспективы Восточно-Вахской площади и целесообразность планирования и проведения разведочных работ. В 1984 году с целью разведки выявленной залежи был составлен “Проект разведки Восточно-Вахской площади глубоким поисково-разведочным бурением “

Промышленная нефтеносность пластов Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и Ю<sub>3</sub><sup>2</sup> Северо-Вахской площади доказана результатами бурения скважины 23Р в 1967 г. Поднятие детализировано работами с/п 1/87-89 ОАО «Тюменнефтегеофизика» (ТНГФ).

В 1984-1985годах с/п 1/84-85 ТНГФ детально изучено геологическое строение Криволуцкого вала и уточнено строение Вахской террасы - Кошильская структура.

Поисковое бурение на Кошильском поднятии было начато в 1987 году. Первая поисковая скважина 301 является первооткрывательницей Кошильского месторождения, которое в таком статусе существовало до 1995 года.

В 1995 г. оно переименовано в Кошильскую площадь Вахского месторождения.

В 1994 году Кошильское месторождение было передано с баланса ГПП «Мегионнефтегазгеология» на баланс ПО «Томскнефть» (Протокол ЦКЗ СССР №19 от 23.03.94г.).

Промышленная нефтеносность площади в пределах лицензионного участка ОАО «Томскнефть» доказана опробованием пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> скважины 304Р в 1989 году.

Дальнейшими геологоразведочными работами было установлено, что залежи Вахской, Восточно-Вахской, Северо-Вахской и Кошильской структур объединяются в единое Вахское месторождение.

С 1960 по 1970 гг. глубокое бурение на месторождении проводили Сургутская НРЭ (нефтеразведочная экспедиция), затем Мегионская, Александровская и Васюганская НРЭ Министерства геологии СССР.

Результаты геологоразведочных работ и эксплуатационного разбуривания месторождения легли в основу отчетов по подсчету запасов, рассмотренных ГКЗ ССР в 1970, 1988 и 1999г.г.

В процессе доразведки, в период с 1986 г. по 2009 г., работы велись на Вахской и Кошильской площадях.

### 1.3 Свойства и состав нефти, газа и воды

Согласно исследованиям пластовой нефти, прежде всего проявляется значительная недонасыщенность нефти газом, в связи с этим наблюдается низкий объемный коэффициент (1,216 - 1,237) и высокий коэффициент пережатия (давление насыщения почти вдвое ниже начального пластового) (Таблица 1.1).

Низкое содержание смолисто-асфальтеновых соединений (8,6 - 10,4 %), высокое - легких погонев нефти предопределило и другие благоприятные (с позиции разработки) характеристики флюидов: легкие, маловязкие (1,03 - 1,27 мПа х с). По значениям остальных характеристик (в соответствии с существующей классификацией) нефти рассматриваются как парафинистые (2 - 3 %), малосернистые.

Таблица 1.1 - Свойства пластовой нефти

Параметры	Вахское
Пласт	Ю1

Продолжение таблицы 1.1

Пластовая температура С0	91
Давление насыщения МПа	8
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	86,5
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	71,6
Объемный коэффициент при дефференциальном разгазировании, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,237
Плотность пластовой нефти МПа*с	738,9
Вязкость пластовой нефти Мпа*с	1,22

Состав попутного газа по всем объектам характеризуется как жирный (содержание метана 66 - 68 %) при небольшом содержании углекислого газа, азота и инертных газов (Таблица 1.2).

Таблица 1.2 - Физико-химическая характеристика поверхностных проб нефтей

Параметры	Вахское		
	Ю1	Ю1	Ю2
Плотность, г/см <sup>3</sup>	0,845	0,848	0,849
Температура застывания, С0	-15,8	-17	-12,7
Содержание, % Серы	0,54	0,54	0,42
Смол	6,82	7,03	7,78
Асфальтенов	1,83	2,1	2,6
Парафинов	2,26	2,99	2,73
Вязкость, мПа*с при 20С0	7,67	7,19	10,3
При 50С0	3,53	3,45	4,28
Выход фракций, % объемный			
100С0	5	9	4
150С0	18	29	13
200С0	30	33	25
300С0	51	54	48

Пластовые и закачиваемые сеноманские воды рассматриваемых месторождений имеют в целом низкую плотность, практически одинаковую с пресной, что согласуется с невысокой минерализацией (Таблица 1.3).

Таблица 1.3 - Компонентный состав нефтяного газа (мольное содержание, %)

Параметры	Вахское
Пласт	Ю1
Углекислый газ	1,18
Азот+редкий в т.ч.гелий	1,4



Продолжение таблицы 1.3

Метан	66,24
Этан	8,59
Пропан	12,34
Изобутан	1,9
Нормбутан	5,57
Изопентан	0,88
Остаток (С6 и выше)	0,65
Молекулярная масса	26,01
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	1,09

Сведения о физических свойствах, газосодержании пластовых вод отсутствуют, целенаправленных отборов проб и исследований не проводилось.

При проведении гидродинамических расчетов используется вязкость пластовой воды, которая при незначительном газосодержании, в основном, зависит от температурных условий. В практике работ проектирования широко используется соответствующая зависимость, полученная в СибНИИНП. Согласно последней, вязкость пластовой воды 0,40.

#### 1.4 Характеристика запасов нефти

Балансовые запасы нефти и растворенного газа Вахского месторождения утверждались в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) СССР (РФ) пять раз: в 1965 (Протокол №4739 от 01.12.1965 г.), в 1970 (Протокол №6101 от 27.11.1970 г.), в 1988 г. (Протокол №10484 от 30.08.1988 г.), в 1999 г. (Протокол №519 от 04.06.1999 г.) и в 2011 году (Протокол №2545 от 19.08.2011 г.).

Согласно "Классификации запасов нефти и горючих газов..." Вахское месторождение по сложности геологического строения, резкой литологической неоднородности коллекторов относится ко II группе (сложных) месторождений.

Утвержденные ГКЗ РФ при последнем подсчете запасы нефти в целом по Вахскому месторождению (с учетом нераспределенного фонда) составили:

- категории В+С<sub>1</sub> - геологические - 303 480 тыс.т; извлекаемые - 101 564 тыс.т;
- категории С<sub>2</sub> - геологические - 10 885 тыс.т; извлекаемые - 3 400 тыс.т.

Начальные геологические запасы растворенного в нефти газа составили 21 329 млн.м<sup>3</sup>, начальные извлекаемые - 8 248 млн.м<sup>3</sup>.

Запасы учтены по шести подсчетным объектам. Состояние запасов нефти Вахского месторождения на 01.08.2013 год представлены в таблице 2.8. На

Государственном балансе запасы углеводородов Вахского нефтяного месторождения учтены также по шести подсчетным объектам: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>3+4</sup>, М, представленным на пяти площадях месторождения: Вахской, Восточно-Вахской, Северо-Вахской, Южно-Вахской и Кошильской (в 2011 г. деление на пять условных площадей отменено и выделено две площади: Вахская и Кошильская, разграниченные глубинным тектоническим нарушением). На 01.08.2013 г. в целом запасы Вахского месторождения, находящиеся на государственном балансе, включая нераспределенный фонд, составили:

- категории В+С<sub>1</sub> - геологические - 300 750 тыс.т; извлекаемые - 95 873 тыс.т;
- категории С<sub>2</sub> - геологические - 31 912 тыс.т; извлекаемые - 3 523 тыс.т.

На 01.08.2018 г. (рисунок 1.2) по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> остаточные геологические запасы нефти равны 71717 тыс.т, извлекаемые - 10403 тыс.т, текущий коэффициент извлечения нефти (КИН) (В+С<sub>1</sub>) составил 0.248 д.ед. при накопленной добыче 23578 тыс.т. Для пласта Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> остаточные геологические запасы составили 152950 тыс.т. нефти, извлекаемые - 30707 тыс.т, текущий КИН равен 0.161 д.ед. при накопленной добыче 28037 тыс.т.

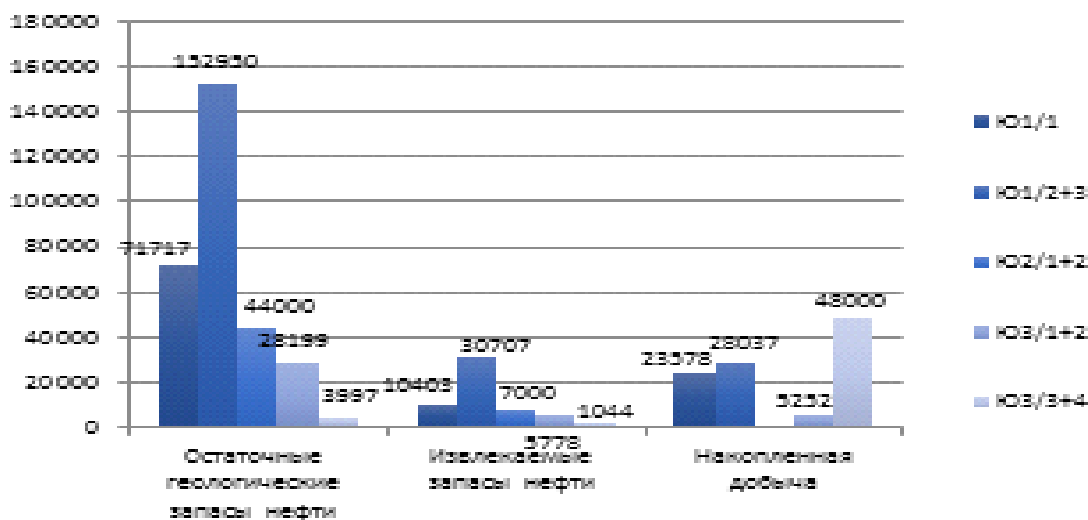


Рисунок 1.2 - Распределение запасов и накопленная добыча по пластам в тыс. тонн на 01.08.2018 г.

Запасы пласта Ю<sub>2</sub><sup>1+2</sup> относятся только к непромышленной категории С<sub>2</sub>, поэтому текущий КИН равен нулю, а остаточные запасы пласта соответствуют начальным: 44 тыс.т геологических и 7 тыс.т извлекаемых.

Остаточные геологические запасы пласта Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup> оцениваются в 28199 тыс.т, извлекаемые - в 5778 тыс.т нефти, текущий КИН по категории В+С<sub>1</sub> равен 0.165 д.ед.

при накопленной добыче нефти на 01.08.2013 г. в 5252 тыс.т. Для пласта Ю<sub>3</sub><sup>3+4</sup> остаточные геологические запасы нефти составляют 3997 тыс.т, извлекаемые - 1044 тыс.т, текущий КИН - 0,020 д.ед. при накопленной добыче 48 тыс.т нефти. В целом по Вахскому месторождению на 01.08.2013 г. остаточные геологические запасы по категории В+С<sub>1</sub> составили 246565 тыс. т, извлекаемые - 44649 тыс.т; категории С<sub>2</sub>: геологические - 10885 тыс.т нефти, извлекаемые - 3400 тыс.т. Текущий КИН по месторождению равен 0.188 д.ед.

## Раздел 2. Технологическая часть.

### 2.1. Основные этапы проектирования разработки Вахского месторождения

За истекший период по Вахскому месторождению выполнено девять проектных документов.

Технологическая схема разработки Вахского месторождения, Тюмень, СибНИИНП, 1976. - 34 с., протокол №423 от 18.02.76г. Центральная комиссия по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР МНП).

Технологическая схема разработки Вахского месторождения, Тюмень, СибНИИНП, 1980. - 100 с., протокол №873 от 27.08.80г. ЦКР МНП.

Дополнительная записка к технологической схеме разработки Вахского месторождения, Тюмень, СибНИИНП, 1983. - 33 с., протокол №1060 от 14.12.83г. ЦКР МНП.

Проект пробной эксплуатации объекта Ю<sub>2</sub><sup>2</sup> Северо-Вахской залежи Вахского месторождения, Томск, ТомскНИПИнефть, 1989. - 45 с., протокол №798 от 15.05.89г. ЦКР "Томскнефть".

Дополнительная записка к технологической схеме разработки Вахского месторождения, Томск, ТомскНИПИнефть, 1991. - 166 с., протокол №1410 от 27.03.91г. ЦКР МНП.

Технологическая схема разработки Вахского нефтяного месторождения, Томск, ТомскНИПИнефть, 1991. -1045 с., протокол №1467 от 25.03.92г. ЦКР МНП.

Анализ и уточнение технологических и технико-экономических показателей разработки месторождений ОАО"ТомскнефтьВНК", отчет ОАО ТомскНИПИнефтьВНК, том 2 кн.2,.Томск,1999, протокол №2425 от 22.09.99г. ЦКР МИНЭНЕРГО РФ.

Проект разработки Вахской группы месторождений отчет ОАО ТомскНИПИнефтьВНК, Томск, протокол №412 от 23.04.03г. ТО ЦКР по ХМАО.

Анализ разработки Вахского месторождения, Тюмень 2006, протокол №823 от 24.10.2006г. ТО ЦКР Роснедра по ХМАО.

Месторождение введено в разработку в 1976 г. в соответствии с технологической схемой, составленной на разведанные на тот период запасы нефти Вахской и Северо-Вахской площадей с выделением одного объекта Ю<sub>1</sub><sup>1+2+3</sup> разработки.

В уточненной технологической схеме 1980г. обосновано разукрупнение указанного объекта на два: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>.

В период 1980-91 гг. разработка месторождения осуществлялась, руководствуясь основными технологическими решениями, изложенными в технологической схеме и проекте пробной эксплуатации объекта Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup>. В технологической схеме на каждый из объектов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> скважины размещены по девятиточечной (обращенной) системе с расстоянием между скважинами 600х600 м, в проекте пробной эксплуатации на объект Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup> Северо-Вахской площади принято трехрядное размещение скважин (с переходом впоследствии на блочно-замкнутую) с расстоянием между скважинами 500 м.

В 1991 составлен «Проект разработки Вахского месторождения», утвержденной ЦКР по разработке Минтопэнерго РФ, в качестве технологической схемы в марте 1992 года. Документ предусматривал:

- выделение пяти эксплуатационных объектов (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>3+4</sup>);
- по объекту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Вахской площади реализация замкнуто-блочной системы, с формированием квадратных элементов с размерами 2.4х2.4 км, путем перевода под закачку обводнившихся добывающих скважин.
- на остальных площадях по объекту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и по объектам Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>3+4</sup> - применение трехрядных систем с последующим переходом на очагово-избирательное заводнение (сетка 500х500, плотность 21.7 га/скв.).

В 2006 году составлен «Анализ разработки Вахского месторождения», который утвержден ТО ЦКР по ХМАО (протокол №823 от 24.10.2006г.) и на настоящий момент является действующим проектным документом.

## 2.2. Характеристика текущего состояния разработки Вахского месторождения

Вахское месторождение расположено в пределах Вахского лицензионного участка, который расположен в районе Ханта-Мансийского автономного округа Тюменской области (Нижневартовский район), лицензия ХМН №00344 НЭ выдана ОАО "Томснефть" ВНК. А также располагается в Томской области (Александровский район) в пределах Кондаковского лицензионного участка (№58), лицензия ТОМ №00048 НЭ выдана ОАО "Томснефть" ВНК.

Вахское нефтяное месторождение открыто в 1965 году. Месторождение разрабатывается с 1976 году с наиболее крупного по площади Вахского участка. С 1988 года началась разработка Кошильской площади.

Разработка областей началась не одновременно, сначала разрабатывалась только Тюменская область, а с 1984 года присоединилась и Томская область.

В настоящее время разработка месторождения ведется согласно проектному документу «Анализа разработки Вахского месторождения» (протокол ТКР №823 от 24.10.2006 г.).

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом, а также по объектам разработки и площадям проведено с 2006-2014 гг.

Суммарная добыча нефти по месторождению за рассматриваемый период составила 5876 тыс. т., что фактически на 886 тыс.т (13%) ниже проектного уровня. Отставание по годовой добыче нефти наблюдается на протяжении всего рассматриваемого периода. Наибольшее отставание добычи нефти в 2009-2014гг. достигло 17-30%. Причина отставания годовой добычи нефти в том, что не выполняется программа вывода скважин из бурения в 2009 году и из неработающего фонда скважин на протяжении всего периода, соответственно действующий фонд добывающих скважин меньше проектного фонда.

В период с 2006 года по 2008 год отставание фактической добычи нефти от проектной начинает постепенно снижаться, разница в добычи составила: 94,3 тыс.т. в 2006 г. (8%); 60,2 тыс.т. в 2007 г. (5%) - и достигает своего минимума в отставании в 2008 году - 22,8 тыс.т. (2%). Это связано с тем, что было пробурено восемь новых скважин, которые не предлагались проектом. А также ввод скважин из неработающего фонда, но в недостаточном количестве. На месторождении был проведен большого объема мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта.

В последующие года 2009-2014 добыча нефти идет на спад и отставание составляет 17-30% от проектной добычи нефти. Причина этому так же, не выполнение программы вывода скважин их неработающего фонда на 68%, тем самым отставание действующего добывающего фонда до 32%. В 2009г. по проекту предусматривалось увеличение действующего фонда добывающих скважин по сравнению с предыдущим 2008 годом на 11%, а фактически произошло уменьшение фонда на 8%. Что и повлекло за собой снижение дебита нефти и добычи нефти. Проектный уровень добычи нефти за 2010 г. равен 1626 тыс.т. по факту добыто 1167 тыс.т., т.е. на 459 тыс.т меньше (28%).

Обратная картина наблюдается по добычи жидкости, она превышает проектные

значения на протяжении рассматриваемого периода. В 2007 году наблюдается значительный скачок превышения фактической добычи жидкости над проектной с 2% до 21%. Превышение обводненности над проектной тоже вырастает в два раза с 5% до 10%.

Суммарный отбор жидкости за рассматриваемый период по факту составляет 25707 тыс.т, что на 21% больше проектного уровня (21147 тыс.т).

Эксплуатационный и действующий фонд добывающих скважин в течение всего рассматриваемого периода, начиная с 2006 г. и по 2014 г., меньше проектного фонда. Отклонение возрастает с каждым годом и достигает максимального значения в 2014г. Эксплуатационный фонд добывающих скважин и действующий фонд отстает от проектного фонда в 2010г. на 18% и 29%. Доля действующего фонда значительна и составляет 74-87% от эксплуатационного фонда, это свидетельствует о том, что количество скважин находившихся в бездействии не большое. Но по проекту эта доля скважин составляет 91-93%, что значительно выше (5-20%), чем фактическая доля.

В период 2006-2008гг. бурение новых скважин по проекту не предусматривалось. По факту в 2007 и 2008 гг. было пробурено 10 скважин, две из которых (№№107Р и 97Р) были переведены после бурения в консервацию. В 2009 году по проекту планировалось ввести в разработку бурением новых 8 добывающих скважин Кошильскую площадь, но по факту бурение на данной площади не было выполнено. Бурение новых добывающих скважин в 2009 г. было выполнено на других площадях: Вахская площадь - №701Б, Восточно-Вахская площадь - №811Б и №2537Б. А 2010 году бурение скважин было перевыполнено по количеству на 7 ед. Во втором полугодии 2010 года на Кошильской площади было пробурено 13 скважин. Ввод добывающих скважин из других категорий в период 2006-2010гг не выполнен на 43%.

Фактические объемы закачки в 2006 г. существенно превышает проектное значение Превышение составляет 32%, не смотря на то что количество действующих нагнетательных скважин ниже на 28% проектного. Фактическая приемистость нагнетательных скважин за этот период превышает проектную на 72%. Лишь в 2007 г. превышение фактических объемов закачки над проектными уменьшается и является незначительным (5%). Приемистость нагнетательных скважин выше проектной на 58%. В последующие 2008-2010гг. превышение объема закачки составляет в среднем 10%. При том, что превышение фактической приемистости над проектной в среднем осталось

на том же уровне (51 %).

Коэффициент использования всех скважин на протяжении всего рассматриваемого периода ниже проектного значения в среднем на 20%. Если рассматривать отдельно фактический коэффициент добывающего фонда, то период 2006-2009гг наблюдается снижение коэффициента использования добывающих скважин до 0,737 д.ед, что на 21% ниже проектного значения (0,931 д.ед.). А в 2010 году он увеличивается до 0,810 д.ед.

Снижение происходит из-за того, что с каждым годом эксплуатационный фонд скважин увеличивается, а действующий фонд добывающих скважин уменьшается или увеличивается незначительно. Отставание фактического коэффициента использования от проектного можно объяснить отставанием эксплуатационного и действующего фонда скважин от проектных значений.

Коэффициент использования нагнетательного фонда скважин несмотря на увеличение из года в год все равно отстает от проектного коэффициента в среднем за данный период на 30%. Не высокий коэффициент использования скважин показывает, что большинство скважин находится в бездействующем фонде, причина этому не выполнение программы вывода скважин из бездействия.

Коэффициент эксплуатации добывающих скважин равен проектному значению и составляет 0,9 д.ед.

Вывод: Исходя их вышеизложенной характеристики сравнения проектных и фактических показателей разработки по месторождению, можно отметить, фактические уровни добычи нефти отстают от проектных значений (2-28%). Проектные решения в период 2006-2014 гг. не выполняются в полном объеме.

Среди причин вызвавших отставание уровней добычи нефти выделяются:

- меньший коэффициент использования скважин (особенно нагнетательных скважин), чем был предусмотрен в проекте;
- несоответствие фактического фонда действующих скважин проектному фонду;
- более высокие темпы обводнения скважин;
- отставание темпов отбора от темпов отбора заложенных в проекте.

На Вахском месторождении по состоянию на 01.01.2014 год накопленная добыча нефти и жидкости составила 56915 тыс.т и 111039 тыс.т. Что составляет 54% от



утвержденных начальных извлекаемых запасов (101564 тыс.т.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,188 д.ед. Водонефтяной фактор - 0,95 д.ед. Годовая обводненность равна 81%. Накопленная закачка вода составляет 179338 тыс.м<sup>3</sup>. Накопленная и текущая компенсация отбора равна 130% и 96% [5].

### 2.3 Анализ динамики добычи, структура фонда скважин и показателей их эксплуатации

С начала разработки месторождения отобрано 60260 тыс.т нефти или 53,4% от извлекаемых запасов, текущий коэффициент нефтеизвлечения 0,155 (утвержденный 0,321), текущая обводненность продукции 82,2%, водонефтяной фактор 0,6, накопленная закачка компенсирует отбор на 132%.

С 1991г. месторождение находится в III стадии снижающейся добычи нефти.

В ретроспективе максимальные отборы нефти по месторождению достигались в период 1986 - 1991 г.г.: 2,657 млн. т. - (1986 г.), 2,870 млн. т. - (1989 г.), затем началось резкое падение добычи до 2,262 млн. т в 1992 г. Последующее небольшое увеличение добычи до 2,647 млн. т. в 1993 г. обусловлено эффективными работами по ГРП на низкопродуктивных скважинах. Этот фактор совместно с выводом в бездействие высокообводненных скважин обусловил снижение обводненности продукции с 42,6 % до 31,5 % в 1993 - 1994 г.г. Однако с 1995 г. снова наметилась тенденция роста обводненности продукции.

В результате проведения совокупности работ связанной с интенсификацией отборов путем ГРП, геолого - технических мероприятий, направленных на улучшение работы фонда, вывода в бездействие значительной части высокообводненных скважин при возросшем отборе жидкости и нефти существенно снизилась текущая обводненность продукции; с 43% в 1989г. до 30% в 1993г.

С начала разработки отобрано 758392 тыс.т жидкости. Максимальный его отбор 4464 тыс.т, в динамике синхронно с добычей нефти, достигнут в 1987 - 1989 г.г. В последующие годы проявляется постепенное снижение добычи жидкости в среднем по 166 тыс.т/год. В этот же период добыча нефти ежегодно снижалась почти на 100 тыс.т./год.

Текущие уровни добычи нефти и жидкости в долях примерно одинаковы от максимального, составляя соответственно 60% и 62%.

В начальный период (1980 - 1991гг) разбуривание месторождения

осуществлялось высокими темпами с объемами проходки 190 - 330 тыс.м/год. По мере завершения разбуривания большей части проектного фонда Вахской, Восточно - Вахской и Северо - Вахской площадей в 1995г. начато освоение Кошильской площади, которое практически сразу было приостановлено из-за получения непромышленных притоков нефти. Требовались более детальные всесторонние исследования уточнение запасов этой части Вахского региона с последующей выработкой уточненных проектных решений.



Рисунок 2.1 - Динамика разработки Вахского месторождения за период 1.01.2003 - 1.01.2014 г.г.

В связи с довольно интенсивным разбуриванием месторождения фонд добывающих скважин увеличивался и в период 1991 - 1995 г.г. составлял 770 - 800 скважин, который в последующем к 2012г. постепенно уменьшился до 357 единиц. Выбытие добывающих скважин связано с необходимостью перевода под закачку, а также геологическим и техническим причинам.

На месторождении добыча нефти ведется из 286 скважин, из них 257 скважин работают с помощью электроцентробежного насоса (ЭЦН), 28 ед. - с помощью штангового глубинного насоса (ШГН) и 1 скважина - фонтанным способом (ФОН) (№1058) (рисунок 2.2). В бездействующем добывающем фонде насчитывается 67 скважины, причем 78% от всего бездействующего фонда это скважины, находящиеся в бездействии с прошлых лет (52ед.). Основные причины бездействия это малодебитность, обводненность, аварийное состояние скважины и ожидание работ по подземному или капитальному ремонту. Коэффициент использования добывающих

скважин равен 0,810 д.ед.

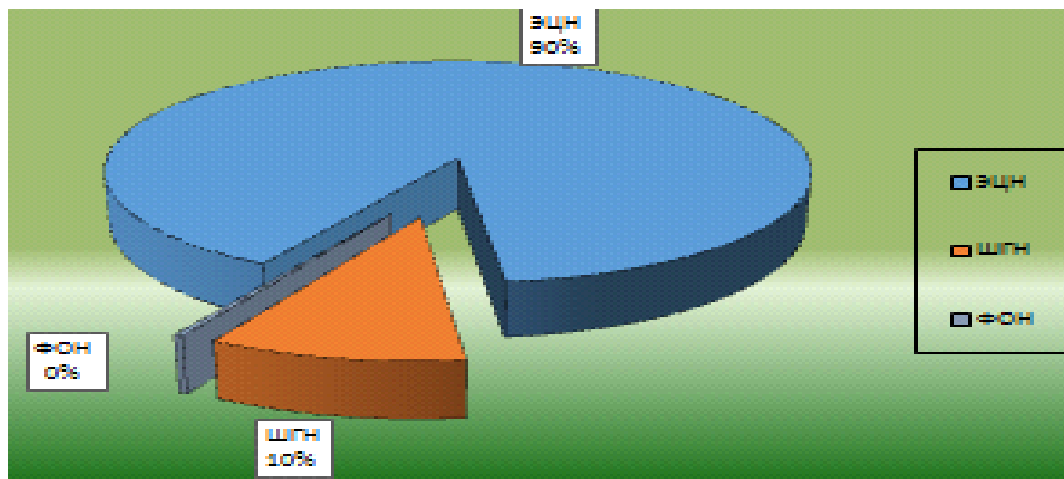


Рисунок 2.2 - Распределение фонда добывающих скважин по методам эксплуатации (в шт.)

В консервации (195 скв.), в ожидании ликвидации (108 скв.) и в ликвидации (100 скв.) находится 45% от всего добывающего фонда. Фонд пьезометрических и наблюдательных скважин составляет 144 ед.

Эксплуатационный фонд (действующий, бездействующий и в освоении) нагнетательных скважин (319 ед.) составляет 81% от всего нагнетательного фонда скважин (391 ед.). Эксплуатационный нагнетательный фонд скважин распределяется по объектам разработки аналогично добывающему фонду скважин, наибольшее количество скважин приходится на основные объекты разработки Ю11 (147ед.) и Ю12+3 (194ед.), остальные скважины на Ю31+2 (42ед.) и Ю33+4 (1ед.). Закачка на всем месторождении на 01.01.2011 год осуществляется 163 скважинами. В бездействующем нагнетательном фонде находится 154 скважины, причем 84% от всего бездействующего фонда это скважины, находящиеся в бездействии с прошлых лет (129 ед.). Основные причины остановки - это ограничение закачки, техническое состояние эксплуатационной колонны и ожидание капитального ремонта скважин. Коэффициент использования нагнетательных скважин равен 0,511 д.ед.

В консервации (4 скв.), в ожидании ликвидации (16 скв.) и в ликвидации (11 скв.) находится 8% от всего нагнетательного фонда. Фонд пьезометрических и наблюдательных скважин составляет 41 ед.

Всего водозаборный фонд составляет 49 скважин. Эксплуатационный фонд (действующий - 9 скв., бездействующий - 23 скв., в освоении - 9скв.) водозаборных

скважин составляет 84% от всего водозаборного фонда скважин.

Коэффициент использования водозаборных скважин равен 0,220 д.ед.

Фонд действующих добывающих скважин был максимальным (650 единиц) в 1990г., в последующий период до 2012г. сократился более чем вдвое, составив 261 единиц. Соответственно коэффициент использования фонда добывающих скважин был максимальным: 0,95 в 1989г., в дальнейшем, уже в 1992г. он резко снизился до 0,59 и в последние годы анализируемого периода он составлял 0,51 - 1999г., 0,38 - (2006 - 2014г.г.) Бездействие фонда добывающих скважин, в основном, связано с низкодебитностью по нефти или высокой обводненностью продукции, в несколько меньшей мере с ожиданием целесообразных работ по подземному ремонту или выявленным аварийным состоянием скважин.

Приведенная дифференциация по классам дебитов нефти и причинам бездействия позволяет представить масштабность потерь нефти (без проведения ремонтных работ) из - за бездействия скважин.

Их остановка связана с невозможностью дальнейшей эксплуатации по техническим или выраженной нецелесообразностью по экономическим причинам. Судя по приведенным низким средним дебитам остановленных скважин в преобладающем большинстве случаев 61,4% дебит нефти менее 1т/сут, их суммарный дебит равен 60 т/сут или 6,45% от общего (938 т/сут) по всему бездействующему фонду. Наибольшим потенциалом добычи 669 т/сут (71%) выделяются 34 скважины (12% бездействующего фонда), в этой группе по каждой из скважин дебит нефти превышает 5 т/сут. Примерно половина этого количества (16 скв.) в ожидании подземного ремонта, остальные - капитального ремонта.

Таким образом, в существующем состоянии в 90% бездействующего фонда средний дебит нефти составляет 0,9 т/сут. Последний может быть существенно увеличен по большей части фонда путем проведения эффективных ремонтных работ. Это выполнимо только после целенаправленных исследовательских и ремонтных работ при определенном местоположении остаточных запасов нефти.

Отмеченная динамика в целом нарастающего бездействующего фонда, в структуре которого преобладают скважины с высокообводненной продукцией, обусловила некоторые особенности погодовой динамики обводненности продукции по месторождению в целом. Последнее выражено низким темпом прироста обводненности

продукции. Необходимо также отметить, что вышеуказанное обводнение части скважин в целом согласуется с повышенной степенью выработки удельных запасов нефти. Интенсивный рост обводненности и соответственно ускоренный вывод в бездействие зачастую проявляется по наиболее продуктивным скважинам. Ежегодное сокращение их доли в работающем фонде привело к постепенному уменьшению дебита жидкости скважин с 29 - 32 т/сут. в период 1982 - 1986 г.г. до 16,7 т/сут. в 1992г.

Последующий прирост дебита до 23 - 24т/сут. получен за счет широкомасштабных работ по ГРП. А дальнейший не менее существенный прирост с достижением 25 т/сут в 2004 г. и 38 т/сут в 2009 г. связан с проведением комплекса мероприятий, включающего оптимизацию системы воздействия и режимов работы скважинного насосного оборудования, ГРП, переводы на другие объекты, приобщения и т.п.

В ретроспективной динамике эксплуатации месторождения ввод системы поддержания пластового давления (ППД) осуществлен с некоторым опозданием, в результате текущая 100% компенсация отбора закачкой обеспечена в 1980г., а накопленная 100% - в 1982г. или при отборе 5,3 млн.т жидкости с начала разработки. В последующие годы отчетные объемы закачки существенно превышали отборы жидкости, в итоге накопленная компенсация в 2012г. составила 132%, накопленный объем закачки - 125млн.м<sup>3</sup>, годовой - 8005 тыс.м<sup>3</sup>, что составляет 54% от прежнего максимального - 8584 тыс.м<sup>3</sup>, необоснованно завышенного объема закачки 2000г. В начальный период закачки в условиях пониженных пластовых давлений в период 1979 - 1982г. г. приемистость достигала максимальных величин: 300 - 280 м<sup>3</sup>/сут. В последующем к 1989 - 1990гг. она постепенно снизилась до 90 - 100 м<sup>3</sup>/сут.

Практически на этом уровне (95 м<sup>3</sup>/сут.) стабилизировалась и в последующем, включая и 2000г., в 2012г. повысилась до 132 м<sup>3</sup>/сут. Приемистость скважин регулируется (штуцированием) в зависимости от динамики отборов жидкости по объектам и их участкам, руководствуясь состоянием энергетической обеспеченности.

В зависимости от удаленности нагнетательной скважины от блочной кустовой насосной станции (БКНС) давления закачки колеблются преимущественно в диапазоне 14-18 МПа. При этом не проявляется корреляционной зависимости между приемистостью и устьевым давлением закачки, также не замечено существенных пообъектных различий в распределении упомянутых показателей. При

преимущественном распределении приемистости в диапазоне 20-220 м<sup>3</sup>/сут, средние величины показателя по объектам разработки Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>, Ю<sub>2-3</sub> практически не различаются и составляют около 100-110 м<sup>3</sup>/сут. Более низкие величины приемистости (<10-20 м<sup>3</sup>/сут) связаны с циклическими закачками. Соотношения скважин по классам приемистости в представленных распределениях по основным объектам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup> примерно одинаковое.

Что касается фонда нагнетательных скважин, то он практически ежегодно увеличивается. Если в год(1991г) максимальной закачки он составлял 243 ед., то к 2014г. постепенно возрос до 300 ед. За сравниваемые годы (1995г. и 2014г.) соотношение нагнетательных и добывающих скважин составило: 1:3,2 и 1:2,2, а по действующему фонду, соответственно, 1:3 и 1:2, т.е. в динамике наблюдается повышение охвата воздействием по площади и объему эксплуатируемых частей объектов. При этом соответственно сближаются зоны воздействия и отбора, осуществляется изменение направлений гидродинамических потоков, что в совокупности благоприятно влияет на повышение охвата воздействием.

Представленные выборочные показатели уровней накопленной и годовой добычи нефти, а также степени выработки запасов нефти позволяют крупномасштабно отобразить удельную значимость каждого объекта или их совокупности в пределах каждой площади месторождения. Так, если рассматривать их распределения в территориальном плане, то в качестве определяющей по уровню запасов и отборов за ретроспективный период выделялась Вахская площадь. Ей соответствует почти половина извлекаемых запасов нефти месторождения, из которых уже извлечено 59,8%. В этой же связи и из-за наиболее длительной эксплуатации упомянутой части месторождения накопленный отбор составил 64,0% от общей добычи нефти по месторождению.

По содержанию извлекаемых запасов нефти Восточно и Северо - Вахская площади соотносятся как 0,55:0,45. Восточно - Вахская площадь введена в эксплуатацию в 1985г., т.е. на 2 года ранее Северо - Вахской. Это, в основном, и определило по ней как большую степень (39,2%) выработки запасов, так и несколько большую долю (22,2%) в накопленном отборе по месторождению. Однако по годовому уровню добычи нефти обе площади между собой близки, а по темпам отбора от начальных запасов более, чем вдвое превышают таковой по Вахской площади.

По разрезу месторождения 10,4% извлекаемых запасов нефти находится в пластах Ю<sub>2-3</sub> тюменской свиты, по ним отобрано 35,9% от извлекаемых запасов, и в 2012 г. они обеспечивают 19,5% годового отбора по месторождению. Остальная часть годовой добычи обеспечивается объектами Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>. По степени выработки запасов наиболее близки между собой объекты Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> (41,8%) и Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup> (35,7%). Наибольшей выработкой запасов (66,1%) характеризуется объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Он содержит третью часть (36,2%) начальных и 25% текущих извлекаемых запасов нефти месторождения, при этом обеспечивает почти 30% годовой добычи.

На месторождении пробурено всего 1270 скважин, из них 1161 скважина основного фонда, остальные 109 скважин - разведочные, дублеры, контрольные. В эксплуатации на нефть участвовало 925 скважин, значительная часть (353 скважин) которых переведена под закачку; по отношению к добывающему фонду (688ед.) получается сравнительно низкая доля (46%) действующих скважин. Работающий фонд характеризуется текущей обводненностью продукции 76% и на его долю остается отобрать около половины утвержденных извлекаемых запасов нефти или 173 тыс.т/скв. На скважины уже неработающего фонда (436 ед.) приходится 35,8% накопленной добычи по месторождению или 35,8 тыс.т/скв.; аналогично по действующему фонду - 32,2% или 61,8 тыс.т/скв., т.е. удельная добыча нефти почти вдвое выше, чем по неработающему фонду.

Это обстоятельство в первом приближении позволяет констатировать о неполной выработке удельных запасов нефти скважинами неработающего фонда. И соответственно проблемности достижения утвержденного коэффициента нефтеизвлечения эксплуатируемых объектов без реализации наиболее эффективных мероприятий. Как правило, структура остаточных запасов ухудшена в связи с их приуроченностью к интервалам с изначально пониженными ФЕС и нефтенасыщенности пород. Для выработки наиболее эффективных мероприятий по вовлечению их в активную разработку, прежде всего, требуется достаточно надежное попластовое представление распределения по территории залежей плотности остаточных запасов нефти.

Последнее, в соответствии с современными возможностями, может быть получено по результатам расчетов с использованием ПК Eclipse и проведением трехмерного гидродинамического моделирования. В то же время следует принять во

внимание относительно слабую изученность объектов по ряду исходных базовых физических параметров (проницаемость, нефтенасыщенность), существенно влияющих на конечные результаты расчетов. Поэтому, с целью выявления степени их согласованности с результатами обычного геолого-промыслового анализа, выполнено изучение пообъектного распределения начальных и остаточных запасов нефти, особенностей динамики работы скважин в зависимости от геолого-физической характеристики объектов эксплуатации, технического состояния скважин и т.п. Это требовалось выполнить для большей определенности и надежности целесообразно-необходимых мероприятий, ориентированных на повышение эффективности разработки с одновременным обеспечением технико-технологических условий для отбора утвержденных извлекаемых запасов нефти.

Выраженные с 1993г. увеличение добычи нефти по объектам месторождения и в последующем более сдержанное его падение обусловлены эффективными работами по ГРП (гидравлический разрыв пласта), проведенными в 396 скважинах. По известным причинам указанный показатель также частично включает результаты работ, проводимых по направлениям усиления системы воздействия и улучшению режимов работы механизированного фонда, что в особой мере проявилось в последние годы.

#### 2.4 Обзор методов воздействий на пласт, применявшихся на месторождении

С начала разработки на месторождении при комплексном воздействии применялись следующие технологии: дополнительной перфорации (ДП); ДП и глино - кислотных обработок (ГКО); кавитационно - импловизного воздействия (КИВ); гидropескоструйной перфорации (ГПП); соляно-кислотные обработки (СКО); импульсное дренирование струйным насосом (УОС); термо -газохимическое воздействие пороховым генератором давления (ПГД); ацетоно - кислотная обработка (АКО), метод глубоких депрессий, позволяющий снизить уровень на 1200 - 1500 м (МГД); закачка пенной системы для отклонения фильтрационных потоков (ПС); закачка ПДС и др.

Эффективность применения методов воздействия на пласт, применявшиеся в последние годы показаны на рисунке 2.3.

Применение полимерно-дисперсной системы, состоящей из полиакриламида (ПАА) и глинистой суспензии (ГС) со стабилизирующими добавками, основывается на повышении фильтрационного сопротивления высокопроницаемых участков коллектора



в призабойной зоне пласта, таким образом, ограничивая приток воды к добывающим скважинам. Технология предусматривает закачку ПАА и ГС через эсилзатационный фильтр добывающей скважины и последующую закачку в призабойную зону сшивателей способствующих упрочнению водоизолирующего материала, что позволяет снизить возможность его вытеснения.



Рисунок 2.3 - Дополнительная добыча нефти по методам воздействия на пласт

Закачка ПДС проводилась в 1999г. на Вахской площади в пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Полимерно-дисперсная система закачивалась в нагнетательную скважину № 131. Реагирующие скважины №№ 125, 126, 127, 132. Дополнительная добыча на одну скважину в 1995 г, составила 1,5 тыс. тонн.

Глино - кислотные обработки в 1999 г. проводились на Восточно -Вахской площади месторождения: объект Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> обрабатывалась скв. № 803б, реагирующие скважины №№ 810, 802, 763, 765, 804, дополнительная добыча составила 200 тонн; объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, обрабатывалась скв. № 1411, реагирующие скважины №№ 1401, 1402, 1403, 1419, 1418, 1420, дополнительная добыча составила 300 тонн.

В 1999г. на месторождении в качестве опытно-промышленного эксперимента производилась закачка полимерно - углеродной системы ПУС-3. Закачка проводилась на Восточно - Вахской площади, на объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в нагнетательную скважину № 1558; реагирующие скважины №№ 1092, 1079, 1080, 1559, 1102, 1101, 1100, 1542. Дополнительная добыча составила 870 тонн.

С целью повышения нефтеотдачи пластов и увеличения продуктивности

скважин на месторождении применялся метод электроимпульсного воздействия на пласт. Электро - импульсное воздействие проводилось: на Вахской площади месторождения в скважине № 616 (объект Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>), дополнительная добыча составила 510 тонн; на Восточно - Вахской площади в скважине № 1411 (объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>), дополнительная добыча составила 480 тонн.

На Вахском месторождении в пределах Восточно - Вахской площади пробурено три горизонтальных скважины на объекты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> (скв. № 1081) и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> (скв. №№ 855бис, 1362) с проходкой по объектам 160 м (скв. № 1081) - 176 м (скв. № 1362). Продуктивная часть объектов не обсажена, спущен хвостовик - «фильтр».

## Раздел 3. Проектная часть

### 3.1 Анализ причин обводненности скважинной продукции

Анализ причин обводненности добывающего фонда скважин Вахского месторождения проводился на основе анализа диагностического графика зависимости водонефтяного фактора и его производной от времени.

Методика разработана путем систематического изучения числовых моделей, описывающих состояние скважины во время добычи. Выделяется три основных процесса, вносящих наибольший вклад в характеристику работы фонда:

1) конусообразование, вызванное движением ВНК (в случае наличия подошвенных вод), либо прорывом воды по высокопроницаемому пропластку с последующим снижением нефтенасыщенности по другим горизонтам в призабойной зоне;

2) обводнение скважины по высокопроницаемым пропласткам, наиболее актуально в случае одновременной эксплуатации нескольких пластов или пластов с высокой неоднородностью по проницаемости;

3) проблемы в прискважинной зоне связанные с негерметичностью обсадной колонны или пакера, а также низкое качество цемента, приводящее к перетокам из водоносных горизонтов.;

4) в качестве дополнительного критерия выделяют некачественное проведение ремонтных работ по интенсификации добычи нефти.

### 3.2 Анализ эффективности методов интенсификации и увеличения нефтеотдачи пластов

Для повышения эффективности выработки запасов нефти Вахского месторождения применяются различные методы интенсификации добычи и повышения нефтеотдачи. Основными мероприятиями по интенсификации притока добывающих скважин являются: гидравлический разрыв пласта (ГРП), перфорационные методы (дострел, перестрел, приобщение), методы депрессий (метод глубоких депрессий (МГД), вибрационное воздействие, изоляционные

методы, а также обработки химреагентами (соляно- и глинокислотные обработки, воздействие ПАВ и др.). С 2006 г. одним из перспективных направлений стало бурение вторых стволов из скважин, эксплуатация которых была прекращена из-за высокой обводненности или аварии. Также проводились работы по выравниванию фронта вытеснения с применением потокоотклоняющих составов.

В общей сложности на скважинах Вахского месторождения за период разработки 2000-2018 гг. проведено 1629 скважино-операций различных видов ГТМ и МУН в 654 скважинах.

На рисунке 3.1 представлено распределение всех видов ГТМ и МУН проведенных за рассматриваемый период разработки на Вахском месторождении. Как можно заметить, основным методом является ГРП, дол которого составляет 32,3% от всех скважино-операций.

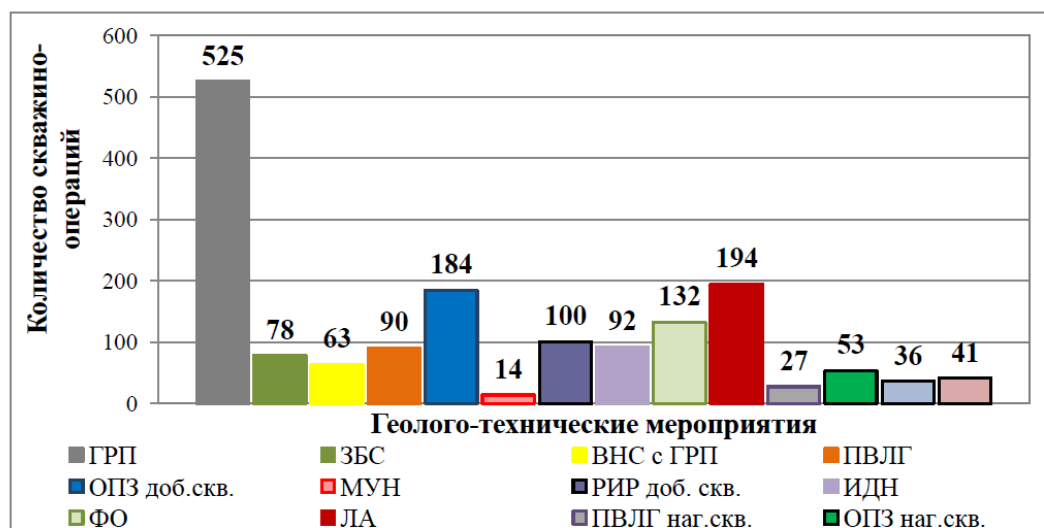


Рисунок 3.1 – ГТМ и МУН проведенные на Вахском месторождении за период 2000-2018 гг.

В целом по Вахскому месторождению по всем методам увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока дополнительная добыча составила 7143,4 тыс.т. На рисунке 3.2 представлено распределение дополнительной добычи нефти по мероприятиям по состоянию на 01.01.2014 год. Можно отметить, что практически 90% (6215,4 тыс.т) от всей дополнительно добытой нефти полученной за счет проведения геолого-технических мероприятий приходится на ГРП и ЗБС.

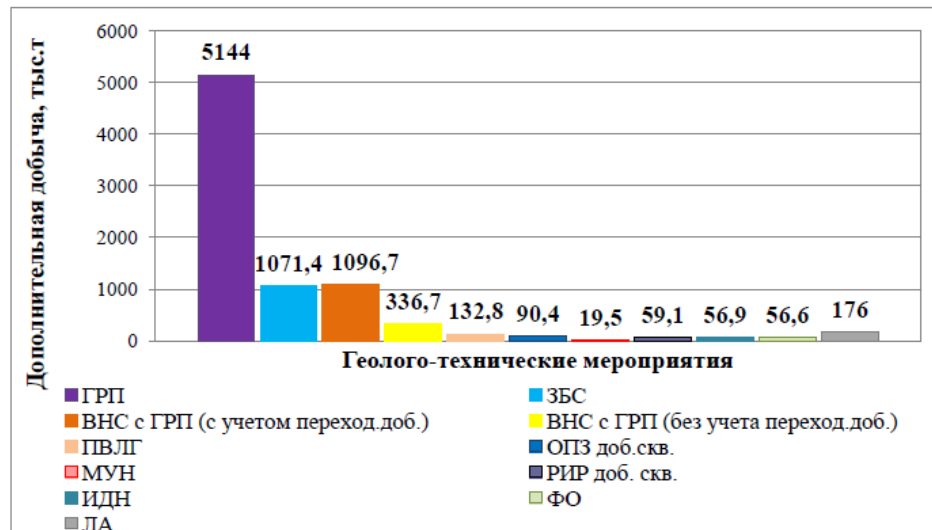


Рисунок 3.2 – Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на Вахском месторождении за период 2000-2018 гг.

На рисунке 3.3 показана удельная дополнительная добыча нефти по видам ГТМ на одну успешную скважино-операцию. Наибольшие показатели получены также на ГРП и ЗБС.

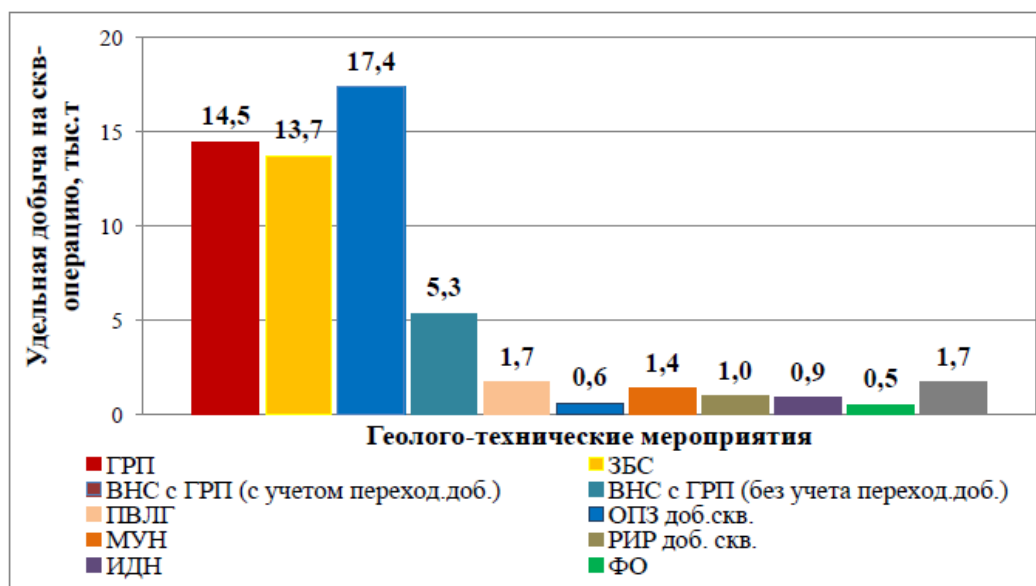


Рисунок 3.3 – Дополнительная добыча нефти по мероприятиям на Вахском месторождении на одну скважино-операцию

Как показывает анализ, основным видом интенсификации притока является проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП), что связано с его эффективностью и отработанностью операций бригадами капитального ремонта скважин.

На месторождении свыше 90% разведанных запасов находятся в пластах группы АБ. Промышленная нефтеносность представлена 11 пластами. В связи с тем, что основная добыча на данный момент приходится на пласты АБ10-АБ12, актуальной является задача по увеличению вырабатываемых запасов методами интенсификации добычи нефти (ГРП).

Гидроразрыв пласта позволил ввести в разработку трудноизвлекаемые запасы сложного по геологическому строению месторождения. Главной геологической особенностью пластов группы АБ является – высокая расчлененность, коэффициенты которой варьируются в среднем от 2 до 18, низкая проницаемость, невыдержанные многопластовые коллекторы. Продуктивные пласты представлены коллекторами линзовидных песчаных тел.

#### Пласт АБ12

Песчанистость пласта 0,22(доли ед), расчлененность 18, средняя проницаемость 2мД, общая толщина пласта 198м, эффективная толщина пласта 20,9м.

#### Пласт АБ11

Средняя проницаемость по пласту составляет 12,8мД, расчлененность 9,5, песчанистость 0.47 (доли ед), общая толщина 64м, эффективная толщина пласта 13,8.

#### Пласт АБ10

Расчлененность равна 7, песчанистость 0,507(доли ед.) средняя проницаемость по пласту 4,2мД, общая толщина 57,5м, эффективная толщина 8,3. Большая расчлененность и малая доля эффективной толщины характеризует высокую степень прерывистости продуктивных пластов.

Такая характеристика не позволяет надеяться на высокие коэффициенты извлечения нефти. На месторождении широко распространен гидравлический разрыв пласта, как метод разработки сложных расчлененных и неоднородных пластов, характеризующихся высокой степенью прерывистости, чтобы обеспечить хорошую гидродинамическую связь между пластом и скважиной. В связи с плохими коллекторскими свойствами, на каждой новой скважине запущенной в эксплуатацию проводится операция ГРП. Повторный ГРП на действующем фонде также

высокоэффективен, но прирост дебита при этом меньше, чем у ГРП на «новых» скважинах. На основании имеющихся данных подробно будет рассмотрен пласты АБ12, с самыми низкими показателями фильтрационно-емкостных свойств. Число и эффективность проведенных ГРП на данном объекте существенно отстает.

### 3.3 Выбор скважины кандидата для проведения ГРП

Критерии подбора скважин для ГРП основаны на промышленном опыте и не нуждаются в каких-то геологических обоснованиях. Критерии меняются в связи с совершенствованием технологии ГРП и выходом на новые объекты. При проведении анализа эффективности проведения ГРП было обработано много скважин, не удовлетворяющих критериям, с получением положительных результатов. С другой стороны, часто скважины, удовлетворяющие всем без исключения критериям, оказывались неэффективными.

То есть критерии – это статистические правила проверки гипотез, следование которым обеспечит достаточно низкий процент ошибок первого и второго рода. Нулевая гипотеза – скважина, которая будет выбрана под ГРП, окажется эффективной. Ошибка первого рода – скважина не удовлетворяет критериям, однако проведение ГРП на ней будет эффективным. Ошибка второго рода – скважина удовлетворяет критериям, однако проведение ГРП на ней будет неэффективным. Критерии выработаны на основе длительной промышленной практики так, чтобы минимизировать сумму ошибок первого и второго рода.

Обычно критерии подбора скважин представляют собой таблицу с перечнем параметров и их граничными значениями. По мере проведения опытно-промышленных работ, экспериментальных процессов и накопления опыта таблицы постепенно совершенствуются.

Есть предложения по применению деревьев вместо таблиц решений. В работе (Гайдамак, Пичугин, 2015) исследуется возможность применения метода деревьев решения для выбора скважин-кандидатов для проведения ГРП. Описан метод выявления показателей, значимо влияющих на успешность ГРП. Установлено негативное влияние повышения пространственной плотности выполненных ГРП на последующие гидроразрывы. Предложен способ улучшения качества прогноза методом варьирования порогового значения успешности.

Известны методы подбора скважин для конкретных геологических условий, например, анализ результатов выполненных операций ГРП на скважинах с низкими пластовыми давлениями месторождений ООО «РНПурнефтегаз» лег в основу разработки концепции подбора скважин с низкими пластовыми давлениями для проведения операций ГРП (Борхович и др., 2012). Часто звучат высказывания о том, что в критерии подбора скважин для ГРП необходимо включать коллекторские (фильтрационно-емкостные) свойства пород.

Для проведения ГРП предпочтение отдается скважинам, удовлетворяющим установленным нижеперечисленным критериям. Последние в комплексе позволяют с высокой вероятностью обеспечить интенсификацию добычи нефти. В зависимости от начальной проницаемости пласта и состояния призабойной зоны скважины критерии сгруппированы по двум нижеследующим позициям.

На основании научных исследований и опытных исследований были определены следующие критерии выбора скважины-кандидата для проведения ГРП:

1. Коллектора низкопроницаемые (ГРП обеспечивает увеличение фильтрационной поверхности):

- эффективная толщина пласта не менее 5 м;
- отсутствие в продукции скважин газа из газовой шапки, а также закачиваемой или законтурной воды;
- продуктивный пласт, подвергаемый ГРП, отделен от других проницаемых пластов непроницаемыми разделами, толщиной более 8-10 м;
- удаленность скважины от ГНК (газонефтяной контакт) и ВНК (водонефтяной контакт) должна превышать расстояние между добывающими скважинами;
- накопленный отбор нефти из скважины не должен превышать 20% от удельных извлекаемых запасов;
- расчлененность продуктивного интервала (подвергаемого ГРП) - не более 3-5;



- скважина должна быть технически исправна, как состояние эксплуатационной колонны так и сцепление цементного камня с колонной и породой должно быть удовлетворительным в интервале выше и ниже фильтра на 50 м;

- проницаемость пласта не более  $0,03 \text{ мкм}^2$  при вязкости нефти в пластовых условиях не более  $5 \text{ МПа}\cdot\text{с}$ .

2. Гидравлический разрыв пласта в коллекторах средней и низкой проницаемости для интенсификации добычи нефти за счет ликвидации повышенных фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне:

- начальная продуктивность скважины значительно ниже продуктивности окружающих скважин;

- наличие скин-эффекта на КВД;

- обводненность продукции скважин не должна превышать 50%;

- продуктивность скважины должна быть ниже или незначительно отличаться от проектно-базовой.

При неукоснительном их исполнении с высокой вероятностью просматривается технологическая успешность операций ГРП и соответствующее получение дополнительной добычи нефти. Реализуемый объем последней безусловно должен компенсировать материальные затраты на проведение ГРП.

Существует ряд факторов, которые следует учитывать при проектировании процесса ГРП:

- 1) Литологическая характеристика пласта, а именно тип коллектора, степень цементированности зерен, степень трещиноватости и кавернозности, степень глинистости. Из опыта ГРП по России известно, что наибольший эффект от проведения операций ГРП получается в карбонатах или сильно цементированных песчаниках с низким содержанием глин и малой степенью трещиноватости. Неуспешные операции ГРП определялись некоторыми признаками и один из первых это разрушение глинистых экранов и, как следствие резкое, увеличение обводненностью скважин. Наличие в пласте трещин ставит

под угрозу выполнение ГРП, так как возможен уход жидкости разрыва в естественные трещины и мы не получим никакого эффекта.

2) Литологическая неоднородность, характеризующаяся коэффициентами песчаности, расчлененности, анизотропии. Большой эффект получается при воздействии на однородный пласт с низким коэффициентом анизотропии по проницаемости.

3) Физические свойства пласта (пористость, проницаемость). Эффект будет положительным в пластах с низкими фильтрационными характеристиками, так как при высоких данных характеристиках нет смысла проводить ГРП.

4) Наличие газовой шапки и подошвенной воды. При их близости ставится под сомнение успешность ГРП. Известно также, что во избежание прорыва воды не рекомендуется осуществление ГРП в случаях, когда раздел между продуктивным и водоносным горизонтами менее 10 м.

5) Толщина продуктивного пласта. Для направленного ГРП необходимо пласт отпакеровать двумя пакерами. Поэтому достаточно проблематично осуществление данного процесса в пластах мощностью менее 2 м.

6) Глубина залегания пласта, а точнее величина пластового давления.

7) Степень закольматированности призабойной зоны пласта. В отдельных случаях невозможно провести иные ГТМ по повышению продуктивности, кроме ГРП.

8) Степень обводненности продукции скважин, которая характеризует равномерность дренирования эффективной толщины пласта. При наличии в продуктивной толщине высоко обводненных пропластков эффективность ГРП низка.

9) Темп закачки и давление обработки иногда ограничивают, в зависимости от градиента разрыва пласта и возможностей устьевого оборудования.

10) Жидкость разрыва оказывает сильное влияние на распределении и закачивание расклинивающих агентов и на общую эффективность воздействия на пласт. Высоковязкая жидкость создает более широкую трещину и лучше

транспортирует расклинивающие агенты, но при ее закачивании возникает более высокое давление, которое создает предпосылки для нежелательного роста трещины по вертикали.

11) Объем жидкости разрыва. От параметра зависит длина и раскрытость трещины.

12) Качество расклинивающего агента. Прочность расклинивающего агента должна быть достаточной, чтобы не быть раздавленной массой вышележащей толщи горных пород и, в то же время, зернистые материалы не должны вдавливаться в поверхность трещины. Не допускается широкий разброс по фракционному составу. Считается, что с увеличением размера частиц увеличивается гидропроводность трещины, а с уменьшением их размера повышается транспортирующая способность жидкости-песконосителя.

13) Концентрация расклинивающего агента. Содержание песка либо другого агента определяется удерживающей способностью жидкости-песконосителя. При малом содержании агента имеем возможность того, что трещина полностью не заполнится, а при большом появляется возможность образования песчаной пробки.

14) Объем продавочной жидкости. Он определяет конечную глубину проникновения расклиненной трещины и ее проводимость.

Проведенные исследования на месторождениях выявили стимулирующее воздействие ГРП в добывающей скважине на режимы работы соседних скважин, что противоречит результатам расчетов в рамках большинства существующих моделей.

Так как по данным текущего состояния месторождения обводненность большинства эксплуатационных скважин превышает 80 %, то для снижения обводнения продукции при проведении ГРП необходимо применить более сложный комплекс мероприятий, чем стандартный ГРП.

3.4 Повышение эффективности разработки месторождения в условиях высокой обводнённости пласта по технологии двух этапного управляемого кислотного гидроразрыва

В настоящее время реализация ГРП испытывает определенные трудности, обусловленные геолого-технологическими особенностями среди которых, рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти, снижение объемов отбора нефти и высокая обводненность добываемой продукции. Следует отметить, что особенности и сложность геологического строения залежей нефти приводит к неравномерной выработке запасов нефти.

Основное освоение запасов нефти происходит из верхней, более проницаемой части пласта. Так же наблюдается постоянное ухудшение технического состояния скважин. Во многих скважинах после проведения ГРП в нижней низкопроницаемой части пласта не происходит увеличения притока жидкости к забоям скважины до рентабельных. Причиной этого является ограниченность развития трещин ГРП по высоте и создание незначительной её длины. Не редки случаи прорыва трещины в верхнюю промытую зону пласта, что приводит к резкому обводнению скважины. Таким образом, количество скважин со сложными подготовительно-заключительными работами (ПЗР) к ГРП ежегодно увеличивается и в 2015 году достигает 75-80%.

Анализ накопленных отборов нефти пластов АБ10-АБ12 показывает наличие неподвижных или малоподвижных запасов. С целью освоения подобных участков залежей обосновано решение о проведении двух этапных ГРП на весь разрез пласта с закачкой 30-50 тонн проппанта и более с созданием длинных и высоких трещин, что позволило бы охватить разрывом весь продуктивный разрез пласта в зоне дренирования скважины. Продуктивный горизонт пластов АБ10-АБ12 характеризуется следующими особенностями геологического строения, определяющими проблемы извлечения запасов углеводородов и механизм вытеснения нефти:

- клиноформное строение;
- повышенные значения песчаности в кровельной части продуктивного горизонта, образовавшейся в период максимальной регрессии моря, в результате наращивания песчаных тел вглубь бассейна;
- низкая песчаность и высокая степень прерывистости подошвенной части продуктивного горизонта, вследствие дефицита обломочного материала в погруженной части бассейна;
- разделение верхней и нижней частей разреза слоев неколлекторов и низкопроницаемых песчаников и алевролитов;

- непостоянство фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), эффективных нефтенасыщенных толщин и характеристик неоднородности как верхнего, так и нижнего подразделений в пределах различных частей участка в силу того, что свойства слагающих их тел претерпевают значительные изменения по площади распространения коллекторов этих элементов неоднородности;

- глинизация нижней части разреза на западе площади, основная доля коллекторов здесь приурочена к кровельной части и в целом характеризуются достаточно низкими ФЕС;

- невысокие средние значения эффективных нефтенасыщенных толщин пластов восточного борта, существенные глинистые разделы между ними, в результате на значительной площади кровельная часть горизонта в этом районе представлена либо тонкослоистыми коллекторами выклинивающихся пластов, либо глинистыми отложениями, выходящих на поверхность разделов между пластами

### 3.5 Проектирование двухстадийного кислотного гидравлического разрыва пласта

Сущность кислотного гидравлического разрыва пласта состоит в том, что на первом этапе искусственно создается трещина (так же, как и при обычной технологии ГРП), а затем в нее закачивается кислота. Последняя реагирует с горной породой, возникают длинные каналы, которые увеличивают проницаемость коллектора в призабойной зоне. В результате возрастает коэффициент извлечения нефти из скважины. Данный вид процесса гидравлического разрыва пласта является особенно эффективным для карбонатных пород. По данным исследователей, с таким типом коллекторов связано более 40% запасов нефти в мире.

Техника и технология гидроразрыва в этом случае незначительно отличается от вышеописанной. Оборудование изготавливается в кислотостойком исполнении. Для защиты машин от коррозии применяют также ингибиторы (формалин, уникол, уротропин и другие). Разновидностями кислотного ГРП являются двухстадийные обработки с использованием таких материалов, как: полимерные соединения (ПАА, ПВВ, гипан и другие); латексные составы (СКМС-30, АРК); стирол; смолы (БНИ-5, ТСД-9, ТС-10).

В качестве кислотных растворителей применяют 15% раствор соляной кислоты, а также специальные композиции (СНПХ-9010, СНПХ-9633 и другие). Разновидностями

кислотного ГРП являются двухстадийные обработки с использованием таких материалов, как: полимерные соединения (ПАА, ПВВ, гипан и другие); латексные составы (СКМС-30, АРК); стирол; смолы (БНИ-5, ТСД-9, ТС-10). В качестве кислотных растворителей применяют 15% раствор соляной кислоты, а также специальные композиции (СНПХ-9010, СНПХ-9633 и другие).

### 3.6 Расчет параметров кислотного гидравлического разрыва пластов

При ГРП расчет сводится к определению следующих данных: основных технологических показателей процесса ГРП, увеличение проницаемости призабойной зоны скважины после гидроразрыва за счет образования трещин в этой зоне, ожидаемого прироста дебита скважины после ГРП при различной глубине и ширине распространения трещин, экономической эффективности ГРП.

Определяем давление разрыва:

$$P_{\text{разр}} = P_{\text{вг}} + u_{\text{р}} - P_{\text{пл}}$$

Где  $P_{\text{вг}}$  - вертикальное горное давление,

$P_{\text{пл}}$  - пластовое давление,

$u_{\text{р}}$  - давление расслоения пород, принимаем равным 1,5 МПа.

Вертикальное горное давление определяем по формуле:

$$P_{\text{вг}} = H * \rho * g$$

где  $H$  - глубина залегания пласта (нижних отверстий фильтра),  $H = 2700$  м,

$\rho$  - средняя плотность вышележащих пород,  $\rho = 2500$  кг/м<sup>3</sup>.

$$P_{\text{вг}} = 2700 * 2500 * 9,81 * 10^{-6} = 66,2 \text{ МПа.}$$

$$P_{\text{разр}} = 66,2 + 1,5 - 9,8 = 54,9 \text{ МПа}$$

ГРП можно проводить как через эксплуатационную колонну, так и через колонну НКТ. Для выяснения возможности проведения ГРП через обсадную колонну следует определить допустимое давление на устье скважины из условий прочности колонны на разрыв от внутреннего давления и прочности резьбового соединения.

Определим допустимое давление на устье скважины по формуле:

$$P_{\text{у}} = \frac{\frac{D_{\text{н}}^2 - D_{\text{в}}^2}{D_{\text{н}}^2 + D_{\text{в}}^2} * \sigma_{\text{max}} + P_{\text{пл}} + P_{\text{жр}} * \rho * g * (h - L)}{K}$$

где  $D_{\text{н}}$  - наружный диаметр обсадных труб, равный 14,6 см,

$D_{\text{в}}$  - внутренний диаметр обсадных труб, равный 12,8 см,

уток - предел текучести для труб из стали группы прочности С, равный 320 МПа,

К - коэффициент запаса прочности, принимаем  $K = 1,5$ ,

h - потери напора на трение в обсадной колонне,

сжр - плотность жидкости разрыва, принимаем  $\rho = 950 \text{ кг/м}^3$ ,

L - глубина скважины.

Потери напора на трение найдем из формулы:

$$H = \frac{75 * 2700}{1750} = 120 \text{ м}$$

Допустимое давление на устье составит:

$$P_y = \frac{14,6^2 - 12,8^2}{1,5} * 320 + 5,9 + 950 * 9,81 * (120 - 620) * 10^{-6} = 18 \text{ МПа}$$

Допустимое давление на устье скважины в зависимости от прочности резьбы верхней части колонны труб на страгивающие усилия, определяем по формуле:

$$P_y = \frac{P_{стр}}{K} = \frac{1,25}{0,785 * D_e^2}$$

где  $P_{стр}$  - страгивающая нагрузка для обсадных труб из стали С, равная 1,25 МН,

К - запас прочности равный 1,5,

G - усилие натяжки при обвязке обсадной колонны, принимаем 0,5 МН.

$$P_y = \frac{\frac{1,25}{1,5} - 0,5}{0,785 * 12,8^2 * 10^{-4}} = 26 \text{ МПа}$$

Из полученных значений  $P_y$  принимаем наименьшее 18 МПа. Соответствующее забойное давление при давлении на устье скважины 18 МПа составит:

$$P_{заб} = P_y + H * \rho * g - h * \rho * g$$

$$P_{заб} = 18 + 620 * 950 * 9,81 * 10^{-6} - 120 * 950 * 9,81 * 10^{-6} = 22 \text{ МПа}$$

Полученное значение забойного давления оказалось больше, чем давление разрыва,  $22 > 11,5$ . поэтому проведение ГРП возможно провести без установки пакера.

Объем жидкости разрыва по опытным данным колеблется в пределах 5-10 м<sup>3</sup>. Принимаем для нашей скважины объем жидкости разрыва равный  $V_p = 10 \text{ м}^3$ , исходя из опыта предыдущих обработок.

Количество песка потребное для гидроразрыва берется из опыта проведения ГРП в пределах 10-30 т на одну операцию. Принимаем для наших условий  $G_{п} = 15$  т.

Концентрация песка  $C$  зависит от вязкости жидкости-песконосителя и темпа ее закачки. Обычно для нефти вязкостью  $5 \cdot 10^{-2}$  Па\*с значение ее колеблется в пределах 150-300 кг/м<sup>3</sup>. Принимаем для нашего случая  $C = 250$  кг/м<sup>3</sup>.

Объем жидкости-песконосителя при принятых количестве песка и его концентрации в жидкости составит:

$$V_{жп} = \frac{G_n}{C}$$
$$V_{пр} = \frac{15000}{250} = 60 \text{ м}^3$$

объем продавочной жидкости принимают на 20-30% больше, чем объем колонны труб, по которым закачивают жидкость с песком.

$$V_{пр} = \frac{K * \pi * d_d^2 * H}{4}$$

где  $d_v$  - внутренний диаметр труб, по которым закачивают жидкость с песком, для 73 мм труб  $d_v = 0,062$  м,

$K$  - коэффициент, учитывающий превышение объема жидкости над объемом труб, принимаем  $K=1,3$ ,

$H$  - глубина спуска труб, она составляет 2750 м, так как трубы допущены на 10 м выше верхних отверстий фильтра.

Объем продавочной жидкости составит:

$$V_{пр} = 0,785 * 1,3 * 0,0622^2 * 620 = 2,4 \text{ м}^3$$

Общая продолжительность процесса ГРП:

$$t = \frac{10 + 60 + 2,4}{0,03} = 1700 \text{ с} = 29 \text{ мин}$$

Определяем число насосных агрегатов.

Так как при ГРП применяются агрегаты 4АН-700, то с учетом их подачи, равной 0,017 м<sup>3</sup>/с при давлении 26 МПа и требуемом расходе жидкости, равном 0,03 м<sup>3</sup>/с, число агрегатов составит:

$$n_m = \frac{0,03}{0,017} + 1 = 4$$

Определим увеличение проницаемости призабойной зоны скважины после гидроразрыва. Для определения увеличения проницаемости призабойной зоны



скважины необходимо знать ширину трещины, радиус ее распространения и проницаемость пласта. Радиус горизонтальной трещины определяем приближенно по формуле:

$$r_m = 5,08 \cdot 10^5 \cdot C \cdot \sqrt{Q \cdot t_p}$$

где  $C$  - эмпирический коэффициент, зависящий от давления и характеристики горных пород, равный 0,02;  $Q$  - расход жидкости разрыва м<sup>3</sup>/мин;  $\mu$  - вязкость жидкости разрыва, Пас;  $t_p$  - время закачки жидкости разрыва, мин;  $k$  - коэффициент проницаемости, мкм<sup>2</sup>.

Для наших условий имеем следующие данные:  $C = 0,02$ ;  $Q = 0,03$  м<sup>3</sup>/мин;  $\mu = 0,025$  Пас;  $t_p = 4,4$  мин = 264 с;  $k = 0,0210-12$  м<sup>2</sup>.

$$r_m = 5,08 \cdot 10^5 \cdot 0,02 \cdot \sqrt{0,03 \cdot 264}$$

В ходе проведения ГРП по скважине дебит до проведения по нефти составлял 7,8 т/сут, а после проведения возрос до 12,48 т/сут.

### 3.7 Техника для гидравлического разрыва пласта

У устья скважины устанавливают агрегат подземного ремонта для спуска-подъема колонны труб при спуске и установке-внутрискважинного оборудования. Рядом со скважиной располагают оборудование для выполнения непосредственно ГРП, насосные и пескосмесительные агрегаты, цистерны и другое оборудование, как это показано на рисунке 3.4.

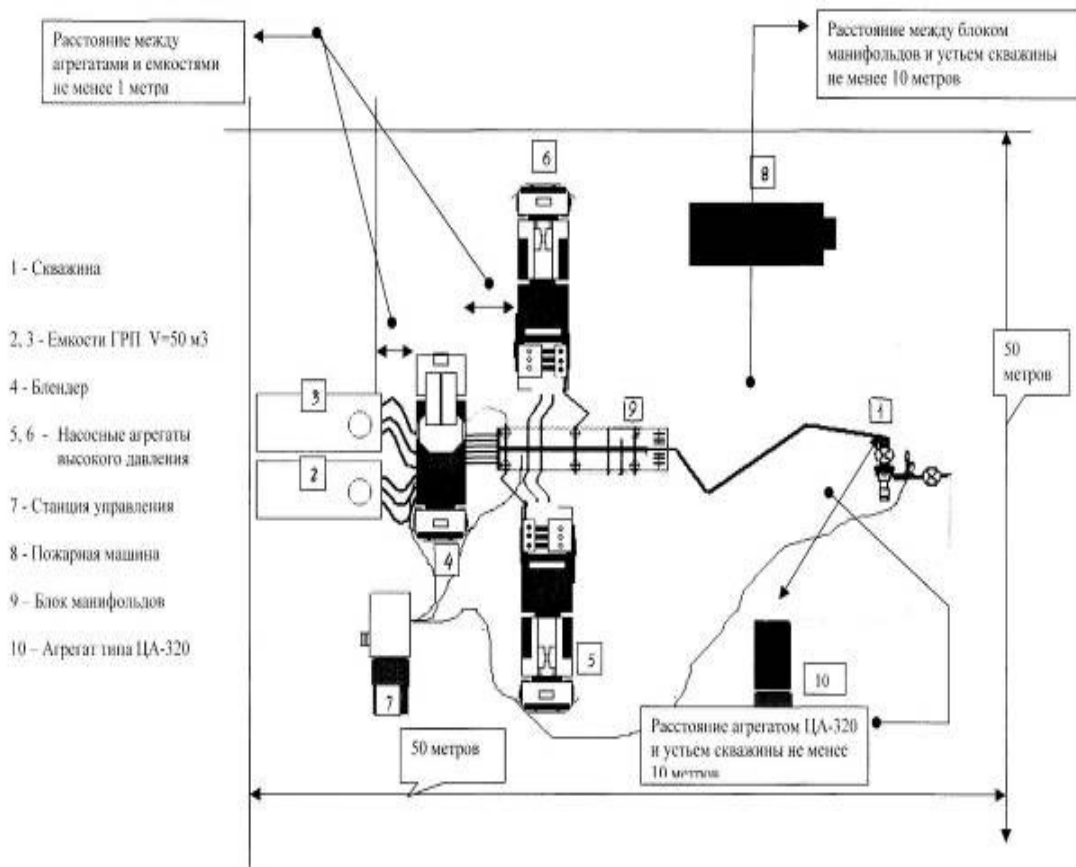


Рисунок 3.4 - Схема расстановки оборудования при ГРП

Агрегаты для ГРП устанавливают на расстоянии не менее 10 м от устья скважины и таким образом, чтобы расстояние между ними было не менее 1 м и кабины не были обращены к устью скважины.

Из скважины извлекают оборудование, использовавшееся для ее эксплуатации (колонна подъемных труб, скважинный штанговый насос или ЭЦН). Уточняют глубину забоя скважины, расположение пласта (или группы пластов), подлежащего разрыву.

Скважину промывают для удаления загрязнений и песчаных пробок. В ряде случаев для повышения эффективности ГРП про водят кислотную обработку и дополнительное вскрытие продуктивного пласта в интервале, намеченном для гидроразрыва. При этом используют кумулятивную или гидропескоструйную перфорацию, создавая до 100 отверстий на 1 м скважины. В результате давление, развиваемое насосами при ГРП, уменьшается, а количество трещин в пласте возрастает.

На колонне НКТ спускают пакер с якорем и устанавливают на 5—10 м выше верхних отверстий перфорации. В ряде случаев он может находиться ниже верхней кровли пласта. Длина хвостовика должна быть максимально возможной, чтобы

обеспечить движение песка в восходящем потоке к трещине и предупредить его выпадение в зумпф скважины.

В зависимости от технологии гидроразрыва может быть установлен и второй пакер — ниже перфорационных отверстий.

Скважину промывают и заполняют до устья жидкостью: если скважина эксплуатационная — егазированной нефтью, если нагнетательная — водой.

Сажают и опрессовывают пакер той же жидкостью, какой заливают скважину. При этом во внутренней полости спущенных НКТ создают давление, а качество герметизации контролируют по отсутствию перелива жидкости из кольцевого пространства скважины. Опрессовывают пакер при двух давлениях — заведомо меньшем и максимально возможном, развиваемом насосами.

Если пакер не обеспечивает требуемой герметичности, его срывают и проводят повторную посадку, после чего опять опрессовывают.

После опрессовки устье скважины обвязывают. Для этого используют специальную арматуру устья.

### 3.8 Материалы применяемые при ГРП

#### 3.8.1 Жидкости глушения

Технология работ по замене жидкости в стволе скважины заключается в проведении операции промывки ствола с допуском НКТ до забоя или последовательной замене скважинной жидкости на участке устье-насос на жидкость глушения с обеспечением заполнения всего ствола скважины. Один из основных параметров жидкости глушения - это ее плотность.

Плотность жидкости глушения определяет величину давления на забое скважин. Основные цели и задачи операций глушения продуктивных пластов:

Жидкость глушения должна обеспечивать создание на забое давления, превышающего пластовое.

Жидкость глушения должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами и должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами. Содержание взвешенных частиц не должно превышать 30 мг/л.

Фильтрат жидкости глушения должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН пластовой воды.

Жидкость глушения не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения - пластовый флюид».

Жидкость глушения не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий 1го и 2го рода.

Реологические свойства жидкости глушения должны регулироваться с целью предотвращения поглощения ее продуктивным пластом.

Жидкость глушения должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,12 мм/год

Жидкость глушения должна быть термостабильной при высоких температурах и быть морозоустойчивой в зимних условиях.

Жидкость глушения должна быть не горючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной.

При этом технологии приготовления жидкости глушения и их применения в скважинах должны обеспечивать простоту приготовления и регулирования свойствами жидкости глушения без создания в скважинах аварийных ситуаций и осложнений.

Технологии глушения скважин не должны затруднять последующее освоение и вывод скважин на запланированный режим работы. Факторы, ухудшающие свойства ПЗС при проникновении в нее жидкостей глушения:

- набухание глинистых минералов, содержащихся в породе коллекторов;
- блокирующее действие воды, обусловленное капиллярными и поверхностными явлениями, происходящими в поровом пространстве в результате взаимного вытеснения несмешивающихся жидкостей;
- образование в пласте стойких водонефтяных эмульсий;
- образование в поровом пространстве нерастворимых осадков в результате взаимодействия жидкости глушения и пластовых флюидов;
- закупоривание пор твердыми частицами, проникающими в пласт вместе в фильтратом (жидкой фазой).

Все жидкости глушения условно делят на 2 группы:

- на водной основе, в тч пены, пресные и пластовые воды; растворы минеральных солей; глинистые растворы; гидрогели; прямые эмульсии.
- на углеводородной основе, в тч товарная или загущенная нефть; обратные эмульсии с содержанием водной фазы до 70%.

В группе жидкостей глушения на водной основе ведущая роль принадлежит водным растворам минеральных солей или чистым рассолам, не содержащим твердой фазы.

Осложняющие факторы при глушении скважин минеральными солями:

- Взаимодействие воды и растворов солей с глинистыми минералами
- Образование малорастворимых солей
- Образование эмульсий
- Образование водной блокады

### 3.8.2 Проппант

Проппант предназначен для предотвращения смыкания трещины после окончания закачивания. Проппант добавляется к жидкости разрыва и закачивается вместе с ней.

Главный фактор, влияющий на конечный результат операции по разрыву – это сохранение хорошо раскрытой трещины. Для того, чтобы поддержать проницаемость созданную путем расклинивания применяется расклинивающий агент. Расклинивающий агент должен обеспечивать и поддерживать проход с высокой проницаемостью для потока жидкости по направлению к стволу скважины.

Проницаемость трещины зависит от следующих взаимосвязанных факторов:

- типа, размера и однородности проппанта;
- степени его разрушения или деформации;
- количества и способа перемещения проппанта.

Возможности трещины транспортировать жидкость к стволу скважины обусловлены пропускной способностью трещины. Обычно она определяется произведением проницаемости трещины и ширины трещины.

На частицы проппанта действует напряжение закрытия трещины. В результате этого некоторые из частиц могут быть раздавлены или же в мягком пласте вдавливаются в породу. На степень раздавливания или вдавливания влияют:

- прочность и размер проппанта;
- твердость пласта;
- напряжение закрытия, прилагаемое к слою проппанта.

Если частицы раздавливаются или вдавливаются в породу, пропускная способность трещины будет уменьшаться и может снизиться настолько, что проводимость слоя проппанта и проницаемость породы коллектора не будут слишком различаться. В этом случае результаты гидроразрыва пласта будут неудовлетворительными по причине потери проводимости трещины. К такому же результату может привести процесс образования полимерной корки на поверхности трещины и наличие определенного количества полимера, остающегося в проппантной упаковке.

В процессе эксплуатации скважин после ГРП возможен интенсивный вынос проппанта с продукцией скважин. Это происходит если раскрытие закрепленной трещины превышает диаметр частиц проппанта в 5,5 раз, когда упаковка проппанта становится неустойчивой. Для предотвращения выноса проппанта применяются такие методы как создание коротких трещин (до 50 м) и добавление стекловолокон в проппантную упаковку. Стекланные волокна, добавляемые в последние порции жидкости ГРП в количестве 1,5% по весу, создают внутреннюю структуру, удерживающую частицы проппанта на месте. При этом сохраняется высокая проводимость трещин. На месторождениях Западной Сибири технология используется в 90% операций по ГРП.

Применяемые в настоящее время проппанты по прочности можно разделить на следующие группы:

#### 1) Керамические проппанты

Существует два типа керамических проппантов: агломерированный боксит и проппанты промежуточной прочности. Проницаемость последних близка к проницаемости агломерированного боксита, плотность же их ниже, чем у боксита, но чуть выше, чем у песка.

Агломерированный боксит - это высокопрочный проппант, разработанный компанией "Эксон продакшн рисерч". Изготавливают его из высококачественных импортных бокситовых руд. Процесс изготовления включает измельчение руды на очень мелкие частицы, преобразование первичной руды в сферические частицы

нужного размера и обжиг их в печи при достаточно высокой температуре, вызывающей процесс агломерации. Конечный продукт обычно содержит 85%  $Al_2O_3$ . Остальные 15% составляют оксиды железа, титана и кремния. Удельная плотность его 3,65 по сравнению с плотностью песка 2,65. Применяются агломерированные бокситы в основном в глубоких (глубже 3500 м) скважинах.

#### 2) Керамики промежуточной плотности

Эти проппанты отличаются от агломерированных бокситов, прежде всего, своим составом. Содержание оксида алюминия в них ниже, содержание кремния - выше, а удельная плотность составляет 3,15. При давлениях до 80 Мпа по проницаемости они близки к агломерированным бокситам. Поэтому в большинстве случаев, благодаря более низкой стоимости, ими заменяют бокситы.

#### 3) Керамики низкой плотности

Эти проппанты изготавливаются так же, как и другие керамики. Главное их отличие - состав. Они содержат 49%  $Al_2O_3$ , 45%  $SiO_2$ , 2%  $TiO_2$  и следы других оксидов. Плотность этих проппантов равна 2,72, то-есть они наиболее распространенные проппанты благодаря их цене, прочности плотности, близкой к плотности песка.

### 3.8.3 Жидкости разрыва

Типы жидкостей, обычно применяемых при ГРП:

- на водной основе;
- на нефтяной основе;
- многофазные смеси.

Важно обратить внимание на преимущества и недостатки каждого типа жидкости при выборе её для проведения ГРП.

#### Жидкости разрыва на водной основе

Около 80 % ГРП в настоящее время проводятся с использованием жидкостей на водной основе. Перед проведением ГРП в жидкость добавляют различные химические реагенты, обеспечивающие необходимые её свойства. Жидкости на водной основе универсальны и имеют

#### Жидкости разрыва на нефтяной основе

Первые жидкости разрыва были на нефтяной основе, так как считалось, что жидкости на водной основе были вредны для нефтяных пластов. Дегазированная сырая

нефть использовалась при проведении первых ГРП в 1948 году, а загущенный напалм использовался и в последующие 10 лет. Жидкости на нефтяной основе, используемые в настоящее время, значительно усовершенствованы, и их использование признано эффективным во многих частях мира. На сегодняшний день около 10 % ГРП осуществляются с применением жидкостей на нефтяной основе. Дегазированная сырая нефть и конденсат до настоящего момента всё ещё используются при проведении ГРП на некоторых территориях, однако предпочтительнее применять дизель или керосин, так как они менее летучие.

#### Многофазные смеси

С развитием технологий создания жидкостей разрыва установлено, что операция ГРП иногда может осуществляться с использованием жидкостей, состоящих из нескольких типов основных жидкостей. Такие жидкости можно разделить на эмульсии и пены.

#### 3.9 Технология проведения гидравлического разрыва пласта

Перед началом работ скважину очищают от грязи дренированием и промывают, чтобы улучшить фильтрационные свойства призабойной зоны. Хорошие результаты разрыва можно получить при предварительной обработке скважины соляной или глинокислотой (смесь соляной и плавиковой) кислотами, поскольку при вскрытии пласта проницаемость пород ухудшается в тех интервалах, куда больше всего проникают фильтрат и глинистый раствор. Такими пропластками являются наиболее проницаемые участки разреза, которые после вскрытия пласта при бурении на глинистом растворе становятся иногда мало проницаемыми для жидкости разрыва. После предварительной кислотной обработки улучшаются фильтрационные свойства таких пластов и создаются благоприятные условия для образования трещин.

В промытую очищенную скважину спускают насосные трубы диаметром 76 или 102 мм, по которым жидкость разрыва падает на забой. При спуске труб меньшего диаметра вследствие значительных потерь давления процесс разрыва затрудняется. Для предохранения обсадной колонны от воздействия высокого давления над пластом устанавливается пакер. Чтобы он не сдвигался, по колонне при повышенном давлении на трубах рекомендуется устанавливать гидравлический якорь. Чем больше давление в трубах и внутри якоря, тем с большей силой выдвигаются и прижимаются поршеньки якоря к обсадной колонне, кольцевые грани на торце поршеньков врезаются в колонну,



оказывают тем большее тормозящее действие, чем выше давление. Имеются якоря и других типов.

Устье скважины оборудуется специальной головкой, к которой подключают агрегаты для нагнетания жидкостей.

Разрыв пласта осуществляется нагнетанием в трубы жидкости разрыва до момента расслоения пласта, который отмечается значительным увеличением коэффициента приемистости скважины. После разрыва в пласт нагнетают жидкость-песконоситель.

Наибольший эффект дает закачка жидкости песконосителя при больших скоростях и высоких давлениях нагнетания, так как при этом шире открываются образовавшиеся трещины. Жидкость-песконоситель прижимают в пласт в объеме труб путем нагнетания в скважину продавочной жидкости, в качестве которой используют нефть для нефтяных скважин и воду - для нагнетательных. После этого устье скважины закрывают и оставляют ее в покое до тех пор, пока давление на устье не спадет. Затем скважину промывают, очищают от песка и приступают к ее освоению.

Кроме описанной схемы гидроразрыва, в зависимости от условий проведения процесса и его назначения применяют другие технологические схемы.

В неглубоких скважинах разрыв пласта можно проводить без спуска насосно-компрессорных труб или с трубами, но без пакера. В первом случае жидкость нагнетается непосредственно по обсадным трубам, а во втором как по трубам, так и по кольцевому пространству. При такой технологии можно значительно уменьшить потери давления в скважине при нагнетании очень вязкой жидкости. Для улучшения условий притока можно применять и многократный разрыв пласта. Сущность его заключается в том, что в пласте на разных глубинах создают несколько трещин и таким образом, существенно увеличивают проницаемость пород призабойной зоны в скважинах.

Весьма важным вопросом при проведении гидроразрыва, требующем особого внимания, является определение местоположения и характера образующихся трещин. Эта задача успешно решается методами радиоактивного каротажа, проводимого после введения в трещину смеси обычного и радиоактивного песка. Активацию песка осуществляют адсорбцией и закреплением на его поверхности радиоактивных веществ. Адсорбированный активный компонент можно закрепить путем покрытия песчинок

нерастворимыми в воде и нефти клеящими веществами. На кривых гамма-каротажа в интервале образования трещин имеются четкие аномалии радиоактивности.

### 3.10 Анализ эффективности проведения ГРП

На основании опыта проведения ГРП можно судить о характере поведения скважин после процесса и выявить причины отклонения их параметров от ожидаемых. В первые два - три месяца происходит повышение притока в скважину. В дальнейшем происходит постепенный спад продуктивности скважины. Существуют случаи постепенного повышения дебита скважины после ГРП в течение нескольких месяцев, но такие случаи редки.

Не все скважины ведут себя в процессе эксплуатации так, как ожидалось, и в большинстве случаев это не зависит от успешности проведения ГРП, а связано с работами, проведенными на скважинах после ГРП: глушение скважин солевым раствором, срыв и извлечение пакера из скважины, спуск пера - воронки на колонне НКТ и промывка скважины от проппанта, освоение скважины компрессированием, спуск в скважину подземного оборудования.

Эффективность проведения ГРП зависит от близости значения давления нагнетания к расчетному. Превышение значения давления нагнетания над расчетным может иметь место по следующим причинам: низкая вязкость закачиваемой жидкости, высокая степень загрязнения призабойной зоны пласта, сопротивление притоку в зоне интервала перфорации.

Также эффективность зависит от вязкости геля (жидкости - песконосителя), некачественной перфорации. На основе проведенного анализа эффективность также связана с неоднородностью продуктивного пласта, расчлененностью, т.е. наличием глинистых либо карбонатных прослоев в различных частях разреза скважины.

Прирост дебита и величина затраты на ГРП моделируются в симуляторах MProd, MNpv.

#### Симулятор MProd

MProd представляет собой аналитическую программу для моделирования однофазной добычи, изначально разработанную для анализа гидравлического разрыва. Программа используется для оценки влияния на уровень добычи различных сценариев обработки по сравнению со скважинами, не подвергавшимися гидроразрыву. MProd включает объективную методологию для определения

неизвестных или недостоверно известных параметров с использованием регрессионного анализа моделируемых или измеренных данных путем сопоставления с ретроспективными данными. Вариант «Оптимизация проекта гидроразрыва» позволяет пользователю определить оптимальную конструкцию трещины (длина, ширина, проводимость), которая обеспечит максимальный уровень добычи для заданного количества массы проппанта.

В рамках оптимизации методологии обработки программа MProd интегрирована и полностью совместима с MFrac.

Выходные результаты программы MFrac (характеристики закрепленной трещины) могут применяться этой программой как входные данные. После выполнения расчетов с использованием MProd, результаты могут применяться программой MNrv.

Симулятор MNrv.

MNrv содержит средства для прогнозирования чистой текущей стоимости (ЧТС) скважины после гидроразрыва или окупаемости капиталовложений (ROI). Короче говоря, оптимизация обработки методом гидроразрыва представляет собой методологию, используемую для максимизации доходов от скважины. Этот процесс требует сравнения дополнительных затрат и роста прибыли, связанных с каждым предлагаемым сценарием обработки. Программа была разработана для использования с модулем MProd для автоматического расчета и сравнения значений ЧТС для различных сценариев гидроразрыва с целью выявления оптимального проекта.

## Раздел 4 Организационная часть

### 4.1 Меры безопасности при проведении гидравлического разрыва пласта

Гидравлический разрыв пласта проводится под руководством ответственного инженерно-технического работника по плану работ, утвержденному техническим руководителем Организации.

Во время проведения гидроразрыва пласта находиться работникам возле устья скважины и у нагнетательных трубопроводов запрещается.

Напорный коллектор блока манифольдов должен быть оборудован датчиками КИП, предохранительными клапанами и линией сброса жидкости, а нагнетательные трубопроводы – обратными клапанами.

После обвязки устья скважины необходимо опрессовать нагнетательные трубопроводы на ожидаемое давление при гидравлическом разрыве пласта с коэффициентом запаса не менее 1,25.

При проведении гидрокислотных разрывов необходимо применять ингибиторы коррозии.

### 4.2 Меры безопасности при проведении глушение скважины

При проведении работ по глушению скважин, все применяемое оборудование (манифольдные линии, лубрикаторы, соединения, дроссельные задвижки) должны иметь паспорта и акт о ревизии и опрессовке на рабочее давление в условиях механических мастерских.

При выполнении работ соблюдать действующее законодательство, а также законодательство об охране окружающей среды, о промышленной и пожарной безопасности и иные законы, и нормативные акты, действующие на территории выполнения работ.

Технические средства, используемые для приготовления и закачке рабочих агентов, должны быть исправными. Не допускается использование неисправных технических средств.

Эксплуатация оборудования, механизмов, инструмента в неисправном состоянии или при неисправных устройствах безопасности (блокировочные, фиксирующие и сигнальные приспособления, и приборы), а также с превышением рабочих параметров выше паспортных данных – запрещается.

Скважины, оборудованные забойным клапаном-отсекателем, в которых не предусмотрено проведение предварительного глушения, необходимо остановить, стравить давление до атмосферного и выдержать в течение не менее трех часов, промыть с целью выхода на поверхность газированной пачки раствора.

Эксплуатация добывающих скважин происходит на глубоких депрессиях, с понижением забойного давления до 50 атмосфер и меньше, это приводит к созданию депрессионной воронки от забоя скважины к контуру питания скважины. По результатам множества проведенных ГДИ на скважинах с низко проницаемыми коллекторами выявлено, что период восстановления пластовое давление длится от 15 до 20 суток, а по ряду скважин этот период достигает 30 суток. Минимальный период восстановления Рпл по результатам ГДИ составляет 2-3 суток на коллекторах с проницаемостью более 40-50 мД.

При возникновении осложнений во время глушения или при ремонте скважин вследствие выдачи геологической службой ЦДНГ не верного пластового давления необходимо:

- замерить избыточное давление;
- пересчитать необходимую плотность ЖГ и согласовать ее с технологической службой ЦДНГ;
- произвести повторное глушение в соответствии требований.

#### 4.3 Меры безопасности при проведении освоения скважины

После окончания ГРП скважина закрывается для восстановления гидростатического давления и разгеливания жидкости разрыва. Для контроля за скважиной, на устье устанавливаются манометры, позволяющие следить за изменением давления в течение 12 часов (время, за которое происходит разгеливание жидкости разрыва).

Испытание скважины производят путем открытия буферной задвижки и запуска скважины на отработку в емкость с целью выноса из колонны НКТ неразгелившейся жидкости разрыва и остатков проппанта.

Для освоения скважины на устье монтируется подъемный агрегат. На производство работ по освоению скважин составляется план работ. При срыве пакера поднимают колонну НКТ на высоту, при которой прибор (ГИВ или другого типа) покажет нагрузку на 5-10% выше максимального веса НКТ при посадке. Делаем

выдержку времени порядка 10-15 мин. В этот момент открывается байпас (перепускное устройство пакера) и уравнивается давление между НКТ и обсадной колонной.

При отсутствии дифференциального давления, удерживающие штифты автоматически разводятся, пакер освобождается и его можно поднимать. Если срыв пакера не произошел, повторяем операцию по увеличению нагрузки на 15-20% выше максимального веса до посадки пакера и делаем выдержку 15-20 мин. с целью уравнивания жидкости в колонне НКТ и межтрубном пространстве. Производим глушение скважин жидкостью, удельный вес которой определен во время испытания скважины.

После поднятия пакера в скважину спускается НКТ с пером-воронкой на конце для промывки скважины от пропанта до искусственного забоя.

Для определения эффективности ГРП и подбора глубинно-насосного оборудования для дальнейшей эксплуатации скважины проводим комплекс геофизических работ с компрессированием скважины по снятию эксплуатационных характеристик. После обработки данных геофизики спускается в скважину глубинное насосное оборудование и запускается скважина в работу.

#### 4.4 Требования к организациям, эксплуатирующим опасные производственные объекты

Организации, эксплуатирующие опасные производственные объекты (ОПО), обязаны иметь в наличии и обеспечивать функционирование приборов, систем контроля, автоматического и дистанционного управления и регулирования технологическими процессами, сигнализации и противоаварийной автоматической защиты, системы наблюдения, оповещения, связи и поддержки действий в случае аварии или инцидента.

При производстве буровых работ, подземном и капитальном ремонте скважин организации, производящие такие работы, обязаны обеспечить видеорегистрацию роторной площадки с формированием видеоархива с использованием электронных носителей информации.

Обновление видеоархива производится не чаще чем через 30 календарных дней. При видеорегистрации аварий и инцидентов видеоархив обновляется по окончании расследований их причин.

Организации, эксплуатирующие ОПО, обязаны обеспечить наличие, сохранность, исправность СИЗ, аварийной сигнализации, средств контроля загазованности в помещениях и на открытых площадках, где возможно образование в воздухе рабочей зоны вредных, горючих веществ или токсичных газов.

Устройство ограждения и расположение контрольно-пропускных пунктов, а также их планировка должны обеспечить возможность оперативной аварийной эвакуации работников при различных направлениях ветра.

При использовании в технологических процессах оборудования, в том числе в коррозионно-стойком исполнении, необходимо разрабатывать и применять меры защиты от коррозии, изнашивания и старения.

На каждый технологический процесс на объектах добычи, сбора и подготовки нефти, газа и газового конденсата проектной (или эксплуатирующей) организацией должен составляться технологический регламент. Порядок подготовки ТР представлен в главе LVII настоящих Правил.

Допускается разрабатывать технологический регламент на ОПО в целом или на группу ОПО, если они являются составной частью единого технологического комплекса.

Эксплуатирующая организация должна разработать инструкцию по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов, учитывающую специфику эксплуатации месторождений и технологию проведения работ при бурении, освоении, геофизических исследованиях скважин, реконструкции, ремонте, техническом перевооружении, консервации и ликвидации скважин, а также при ведении геофизических и ПВР на скважинах, и согласовать ее с ПАСФ.

#### 4.5 Требования к обустройству нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений

В документацию по обустройству нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений включаются организационные и инженерные решения:

- по предотвращению разгерметизации оборудования и выбросов опасных веществ в количествах, создающих угрозу работникам и окружающей среде;
- по установке систем контроля химической обстановки, обнаружению взрывоопасных концентраций опасных веществ;

- по предупреждению развития и локализации аварий, связанных с выбросами (сбросами) опасных веществ и газодинамическими явлениями (внезапные выбросы газа);
- по обеспечению безопасности работников;
- по установке систем автоматического регулирования, блокировок, сигнализации и безаварийной остановки производственных процессов;
- по обеспечению противоаварийной устойчивости пунктов и систем управления производственными процессами, безопасности находящихся в них работников и возможности управления процессами при авариях;
- по созданию резервных источников энергоснабжения, вентиляции и водоснабжения, систем связи и материалов для ликвидации последствий аварий на объекте;
- по системам физической защиты и охраны ОПО от постороннего вмешательства, обустройству и расположению контрольно-пропускных пунктов, которые должны обеспечить возможность оперативной аварийной эвакуации работников при различных направлениях ветра, а также по системам оповещения об авариях;
- по обеспечению беспрепятственного ввода и передвижения на объекте аварийно-спасательных служб и формирований;
- расчеты уровней возможных чрезвычайных ситуаций, включая показатели взрывопожароопасности и токсичности объекта.

В документации на консервацию или ликвидацию ОПО предусматриваются мероприятия по предупреждению аварий, локализации и ликвидации их последствий как в процессе консервации или ликвидации объекта, так и по завершении его консервации.

Объекты обустройства месторождений должны включать в себя:

- автоматизацию объектов, исключающую необходимость постоянного пребывания работников на объекте и обеспечивающую полноту сбора информации о его работе в пунктах управления технологическим процессом;
- многоуровневую систему блокировок и предохранительных устройств, срабатывающих при возникновении аварийных ситуаций;



- герметизированную систему сбора и транспортирования продукта с полным использованием нефти, газа и сопутствующих компонентов, их утилизацию из мест аварийных утечек;
- необходимые технические средства, автономную систему аварийной связи и оповещения, обеспечивающие оперативное информирование работающих и население о возможной опасности;
- необходимые технические средства автоматизированной системы контроля воздушной среды в целях обеспечения безопасных условий труда и раннего обнаружения возможных аварийных выбросов;
- обеспечение работающих в опасных зонах индивидуальными газоанализаторами (газосигнализаторами, дозаторами) для контроля воздушной среды рабочей зоны, индивидуальными и коллективными средствами защиты от вредных веществ.

По каждому из основных организационно-технических решений, направленных на обеспечение безопасности работающих на период возможных аварий, в документации должны быть обоснованы и определены конкретные типы и количество необходимых приборов, материалов и оборудования, а также места и специальные сооружения для их размещения, эксплуатации и обслуживания.

Установки подготовки нефти и газа не допускается размещать на пониженных и других участках рельефа местности, в районах с преобладающими ветрами со скоростью до 1 м/с, инверсиями, туманами (за год более 30 - 40%, в течение зимы более 50 - 60% дней).

Здания и сооружения с производственными процессами, выделяющими в атмосферу вредные и (или) горючие вещества, а также включающие источники возможных аварийных выбросов этих веществ, должны располагаться на производственных площадках преимущественно с подветренной стороны от других зданий и сооружений с учетом розы ветров преобладающего направления.

При наличии в здании двух или более эвакуационных выходов разрешается предусматривать один из них через помещения, не имеющие источников возможного выделения в атмосферу вредных веществ, в которых размещено инженерное оборудование для обслуживания указанных помещений и в которых исключено

постоянное пребывание людей, если расстояние от наиболее удаленной точки помещения до эвакуационного выхода из него не превышает 25 м.

Для зданий и помещений, не имеющих источников возможного выделения в атмосферу вредных веществ, а также расположенных на территории промышленных площадок наружных установок, не имеющих указанных источников, разрешается предусматривать один эвакуационный выход.

Не допускается прокладка заглубленных каналов и тоннелей (за исключением подлежащих последующей засыпке) для размещения кабелей в помещениях и на территории наружных установок, имеющих источники возможного выделения в атмосферу вредных веществ относительной плотностью по воздуху более 0,8, а также источники возможных проливов горючих жидкостей и жидкостей, содержащих сернистый водород.

Не допускается совместная прокладка в заглубленных тоннелях и каналах трубопроводов пара и горячей воды с трубопроводами горючих и токсичных веществ, включая трубопроводы систем сбора и утилизации жидкостей, содержащих сернистый водород.

Не допускается устройство подвалов, тоннелей и каналов в зданиях и на территории наружных установок, в которых возможно выделение вредных веществ в атмосферу и образование проливов токсичных жидкостей.

Технологическое оборудование и трубопроводы, предназначенные для эксплуатации в условиях контакта с агрессивными и коррозионно-активными веществами, должны быть оснащены приборами или устройствами для контроля за коррозией и коррозионным растрескиванием.

В технологическом оборудовании и трубопроводах должна быть герметичная, закрытая дренажная система для полного слива токсичных и взрывопожароопасных жидкостей (включая емкости для их нейтрализации, линии подачи на установки термического обезвреживания либо до установки по закачке этих веществ в поглощающие скважины).

Хранение токсичных жидкостей должно осуществляться преимущественно в герметичных подземных емкостях с газодинамическим режимом эксплуатации. Разрешается хранение указанных жидкостей в наземных резервуарах с "азотным" дыханием, при этом резервуары должны быть оборудованы сигнализатором

предельного верхнего уровня заполнения, заблокированным с насосным оборудованием, и системой аварийного слива избытка жидкости в дренажную систему.

Хранение токсичных жидкостей в резервуарах с "атмосферным" дыханием не допускается.

Не допускается подземная прокладка трубопроводов с токсичными веществами, за исключением участков от входных и выходных манифольдов до ограждения.

Размещение инженерных сетей с токсичными жидкостями и газами под зданиями и сооружениями запрещается.

Наземные инженерные сети с токсичными жидкостями и газами запрещается размещать в открытых лотках и траншеях на отметках ниже планировочных отметок площадок, в каналах и тоннелях полузаглубленного типа.

Не допускается размещение надземных сетей транзитных внутриплощадочных трубопроводов с токсичными жидкостями по стенам и кровлям зданий независимо от степени их огнестойкости.

Пересечение трубопроводов с токсичными жидкостями и газами с железнодорожными подъездными путями не разрешается, за исключением продуктопроводов к двусторонним сливноналивным железнодорожным эстакадам.

Производственные здания и территории установок должны быть оборудованы промышленной канализацией и (или) системами поверхностного стока для отвода промышленных стоков, грунтовых и ливневых вод.

Во избежание загазованности территории на ней должны быть установлены гидравлические затворы, расположенные в колодцах. Слой воды, образующий затвор, должен быть высотой не менее 0,25 м.

Системы противоаварийной защиты взрывоопасных технологических процессов должны обеспечить предупреждение образования взрывоопасной среды в технологическом оборудовании при всех возможных режимах его работы, а также безопасную остановку производства при возможных аварийных ситуациях.

Оборудование, средства измерений и систем автоматики, устройства освещения, сигнализации и связи, предназначенные для использования во взрывоопасных зонах, должны предусматриваться во взрывозащищенном исполнении и иметь уровень защиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, и вид взрывозащиты, соответствующий категориям и группам взрывоопасных смесей.

Классификация взрывоопасных зон помещений и открытых пространств производится в соответствии с требованиями пунктов 147 - 152 настоящих Правил.

Решения, включающие применение инертных газов для вытеснения горючих паров и газов, должны регламентировать способы и определять средства контроля за содержанием кислорода и предотвращения образования его опасных концентраций в технологических средах.

При проектировании ОПО должны приниматься меры по защите от статического электричества.

Не разрешается использование производственных трубопроводов для снижения общего сопротивления заземлителей.

Для защиты от вторичных проявлений молний и разрядов статического электричества вся металлическая аппаратура, резервуары, нефтепроводы, газопроводы, продуктопроводы, сливноналивные устройства, вентиляционные системы, расположенные как внутри помещений, так и вне их, должны быть подсоединены к заземляющему контуру.

Отдельно установленные технические устройства, аппараты и резервуары должны иметь самостоятельные заземлители или присоединяться к общему заземляющему контуру. Запрещается последовательное соединение заземляющим проводником нескольких аппаратов или резервуаров.

Эстакады для трубопроводов через 200 - 300 м, а также в начале и в конце, должны быть электрически соединены с проходящими по ним трубопроводами и заземлены.

ОПО при поиске, разведке, добыче и обустройстве нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений, содержащих сернистый водород и другие вредные вещества, должны быть идентифицированы по классам опасности возможных выбросов и утечек паров и газов в атмосферу.

Для таких ОПО должны быть установлены:

- возможность образования на объектах (в том числе при аварийных ситуациях) загазованных зон с концентрацией вредных веществ, превышающей предельно допустимые санитарные нормы;
- границы этих зон, а также локальные участки с опасной концентрацией сернистого водорода;

- возможность и интенсивность СКР металла оборудования и технических средств, контактирующих с агрессивной средой, с учетом параметров и критериев, приведенных в таблицах N 1 и N 2 приложения N 4 к настоящим Правилам;
- необходимые мероприятия и уровень защиты при ведении работ в условиях потенциальной и реальной угроз безопасности работников.

При высоких концентрациях (свыше 6% (объемных) сернистого водорода в пластовых флюидах объекты обустройства месторождений должны соответствовать требованиям глав XLVII - LVI настоящих Правил.

Для взрывопожароопасных технологических систем, технических устройств и трубопроводов, которые в процессе эксплуатации подвергаются вибрации, в эксплуатационной документации необходимо предусматривать меры по ее снижению, исключению возможности аварийного перемещения, сдвига, разгерметизации и разрушения их узлов и деталей.

В организациях, которые имеют подземные коммуникации (например, кабельные линии, нефтепроводы, газопроводы), руководителем организации или уполномоченным им лицом должны быть утверждены схемы фактического расположения этих коммуникаций. Пересмотр схем фактического расположения коммуникаций осуществляется в случае их изменения (ввод в эксплуатацию новых, реконструкция, ликвидация)

Подземные коммуникации на местности обозначаются указателями, располагаемыми по трассе и в местах поворотов.

## Заключение

На Вахском месторождении нефтеносными являются объекты Ю11, Ю12+3 васюганской свиты; Ю21+2, Ю31+2, Ю33+4 тюменской свиты, а также палеозойские отложения пласта М. По геологическому строению месторождение сложное, пласты характеризуются фациальной изменчивостью, разбиты дизъюнктивными нарушениями по всей площади, залежи нефти литологически и тектонически экранированные. Коллектора характеризуются различными ФЕС, а нефти продуктивных пластов – различными физико-химическими свойствами.

Вахское месторождение находится на третьей стадии разработки, за исключением Кошильской площади. На всех эксплуатируемых объектах разработки используется очагово-избирательная система разработки. Отсутствие постоянной площадной системы отрицательно сказалось на формировании фронта вытеснения, привело к прорывам воды, обводнению скважин и запираанию целиков нефти. На месторождении отмечается рост обводнения продукции и выход значительной части скважин из числа действующих.

На основании анализа текущего состояния разработки Вахского месторождения была выявлена высокая обводненность, что накладывает определенные сложности при проведении операций по интенсификации добычи нефти.

Были рассмотрены основные критерии выбора скважины-кандидата для проведения ГРП, рассмотрен комплекс мероприятий по проведению кислотного двухстадийного ГРП.

В целом, проведенные мероприятия по интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи показали высокую эффективность.

Дополнительно за счет ГТМ в период 2000-2018 гг. было добыто 7143,4 тыс.т. нефти, что составляет 39% от годовой добычи нефти за этот период времени. Наибольшая доля (72%) дополнительной добычи нефти приходится на ГРП, а также на ЗБС (15 %). От остальных ГТМ эффекты незначительны. Таким образом, основные перспективы повышения эффективности выработки запасов нефти пластов Вахского месторождения связаны с мероприятиями по интенсификации притока к добывающим скважинам и увеличению доли выработки запасов с помощью применения гидроразрыва пласта и ЗБС.

## Список используемой литературы

1. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология, Москва, 2017 г.
2. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Вахского месторождения, Томск, ТомскНИПИнефть, 2014 г.
3. Федоров Б.А., Крец Э.С. и др. Пересчет запасов УВ и ТЭО КИН Вахского месторождения. Томск, ОАО «ТомскНИПИнефть», 2015 г.
4. Дополнение к проекту разработки Вахского месторождения. Томск, ОАО «ТомскНИПИнефть», Отчет по договору №ПР1000, 2014 г.
5. Отчет НИР «Дополнение к проекту разработки Вахского месторождения», Томск, 2012г.
6. Дополнение к технологической схеме разработки Вахского нефтяного месторождения, Томск, ОАО «ТомскНИПИнефть» (протокол № 5335 от 29.12.2016 г).
7. Анализ разработки Вахского месторождения, Тюмень, ОАО «Тандем», протокол № 823 от 24.10.2015 г. ТО ЦКР Роснедра по ХМАО.
8. Каримов Н.Х. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2013.-255с.
9. Янин А.Н. Оценка влияния массового применения ОРЗ на нефтеотдачу многопластового низкопроницаемого объекта / А.В. Барышников, О.А. Кофанов // Бурение и нефть, 2015. №5. С. 46-49.
10. Ибрагимов Г.З. и др. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. М. Недра, 2016.
11. В.А. Блажевич, Е.Н. Умрихина, В.Г. Уметбаев. Ремонтно- изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. - Москва, Недра, 2012. - 237с.
12. И.Р. Юшков, Г.П. Хижняк, П.Ю. Илюшин. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб.-метод. пособие.– Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.
13. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие.- Казань: Изд-во Казанского университета, 2016.- 596 с.
14. Ленченкова Л.Е., Кабиров М.М., Персиянцев М.Н. Повышение нефтеотдачи неоднородных пластов. Учебное пособие. Уфа, изд-во УГНТУ, 2014.-255 с.

15. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности под ред. В.Ф. Дунаева. – Москва, 2013 г.
16. 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.
17. ГОСТ 12.1.05-86. Методы измерения шума на рабочих местах.
18. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
19. СанПиП 2.2.1/ 2.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному освещению жилых и общественных зданий.
20. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
21. РД 34.21.122-87 Инструкции по молниезащите зданий и сооружений.
22. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий
23. ГОСТ 12.0.004-90 Организация обучения безопасности труда.
24. РД 39-0147103-376-86 Табель технического оснащения участков по аварийно-восстановительному ремонту промысловых трубопроводов. — Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986.
25. ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
26. ОСТ 51-01-03-84 Охрана природы. Гидросфера. Очистка сточных вод в морской нефтегазодобыче. Основные требования к качеству очистки.