СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 10
1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 11
1.1 Орогидрография 11
1.2 Тектоника 13
1.3 Характеристика продуктивных горизонтов 14
1.4 Состояние разработки месторождения 21
2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ 23
2.1 Гидравлический разрыв пласта 23
2.2 Критерии успешного проведения ГРП в скважинах после бурения, выбор скважин-кандидатов 25
2.3 Выбор скважин для проведения ГРП 28
2.4 Материалы для ГРП 30
2.5 Состав и назначение флота ГРП 33
2.6 Технологический процесс проведения ГРП 41
2.7 Показатели проведения ГРП на Федоровском месторождении 47
2.8 Технология проведения многозонного ГРП в горизонтальных скважинах 51
2.9 Расчёт параметров ГРП 57
3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ 65
3.1 Охрана труда и техника безопасности при 65

проведении ГРП
3.2 Промышленная безопасность *70*
4 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ *71*
4.1 Охрана недр *71*
4.2 Мероприятия по охране окружающей среды при ГРП *73*
5 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ *76*
5.1 Требования к бригаде ГРП при подготовке и проведении гидроразрыва пласта *76*
5.2 Планирование и учёт производственной деятельности *78*
5.3 Расчёт затрат на проведение ГРП *81*
5.4 Показатели экономической эффективности ГРП *90*
ЗАКЛЮЧЕНИЕ *92*
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ *94*

ВВЕДЕНИЕ

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) проводится на добывающих и нагнетательных скважинах с целью интенсификации добычи, увеличения приёмистости, относится к механическим способам воздействия. При ГРП в призабойной зоне пласта (ПЗП) создают высокое давление путём закачки жидкости, что приводит к возникновению протяжённых трещин в продуктивном коллекторе. Эти трещины служат каналами, по которым пластовый флюид фильтруется из удалённых нефтенасыщенных участков пласта в скважину.

Значительная доля запасов нефти на месторождениях Западной Сибири размещена в низкопроницаемых, плотных коллекторах. Разработка таких залежей характеризуется малыми темпами извлекаемых запасов, большая часть запасов из-за неоднородности коллекторов не охватывается дренированием даже при плотной сетке скважин. Традиционные методы нефтеотдачи на базе заводнения для таких пластов малоэффективны. Существенно повысить степень извлекаемости нефти можно путём проведения ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах.

В настоящее время, в связи с истощением высоко и средне-продуктивных коллекторов, в разработку вводятся коллекторы с невысокой проницаемостью, например, залежи юрских и ачимовских пластов. Наиболее эффективным методом воздействия на такие пласты является ГРП.

Целью выпускной работы является рассмотрение техники и технологии проведения ГРП на скважинах Федоровского месторождения. Задачи выпускной работы: дать описание сущности ГРП, критериев подбора объектов для проведения гидроразрыва; рассмотреть технологический процесс проведения ГРП; провести оценку эффективности ГРП на месторождении; выполнить расчёт параметров ГРП; определить затраты на проведение ГРП и его экономическую эффективность.

1 ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

1.1 Орогидрография

В административном отношении Федоровское месторождение расположено на территории Ульт-Ягунской сельской администрации Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Район работ представляет собой слабо пересеченную, сильно заболоченную, неравномерно залесенную равнину, приуроченную к широтному течению р. Оби. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +25 м до +75 м.

Основная водная артерия района − р. Обь. Течение реки медленное (0,3-0,5 м/сек), спокойное. Ширина реки колеблется от 850 м до 1300 м, глубина 8-18 м. Река судоходная в течение всей навигации, со второй половины мая до конца октября.

Непосредственно на площади месторождения гидрографическая сеть представлена множеством ручьев и рек. Наиболее крупная из них р. Черная - правый приток Оби. На всей территории наблюдается большое количество болот и озер. Самое крупное озеро Пильтон-Лор имеет площадь около 100 км^2. Болота непроходимые, замерзают лишь к концу января.

Растительность представлена смешанным лесом с преобладанием на водоразделах хвойных деревьев и тальниковыми кустарниками по берегам рек и протоков.

Климат резко континентальный с продолжительной холодной зимой, теплым непродолжительным летом и короткими весной и осенью. Снеговой покров устанавливается в конце октября и сходит в конце апреля. Толщина снегового покрова в лесах достигает 2 м. Грунт промерзает до 1,5 м, на болотах до 0,20 м. Толщина льда на больших реках до 40-80 см, на озерах до 40 см.

Район относится к слабонаселенным. В г. Сургуте, самом населенном пункте, живет более 200 тыс. человек. В нем сосредоточены основные промышленные предприятия, нефтеперерабатывающий завод, ГРЭС-1, ГРЭС-2.

Общая площадь Федоровского месторождения составляет 1900 квадратных километров. По своим размерам оно входит в десятку крупнейших месторождений мира.

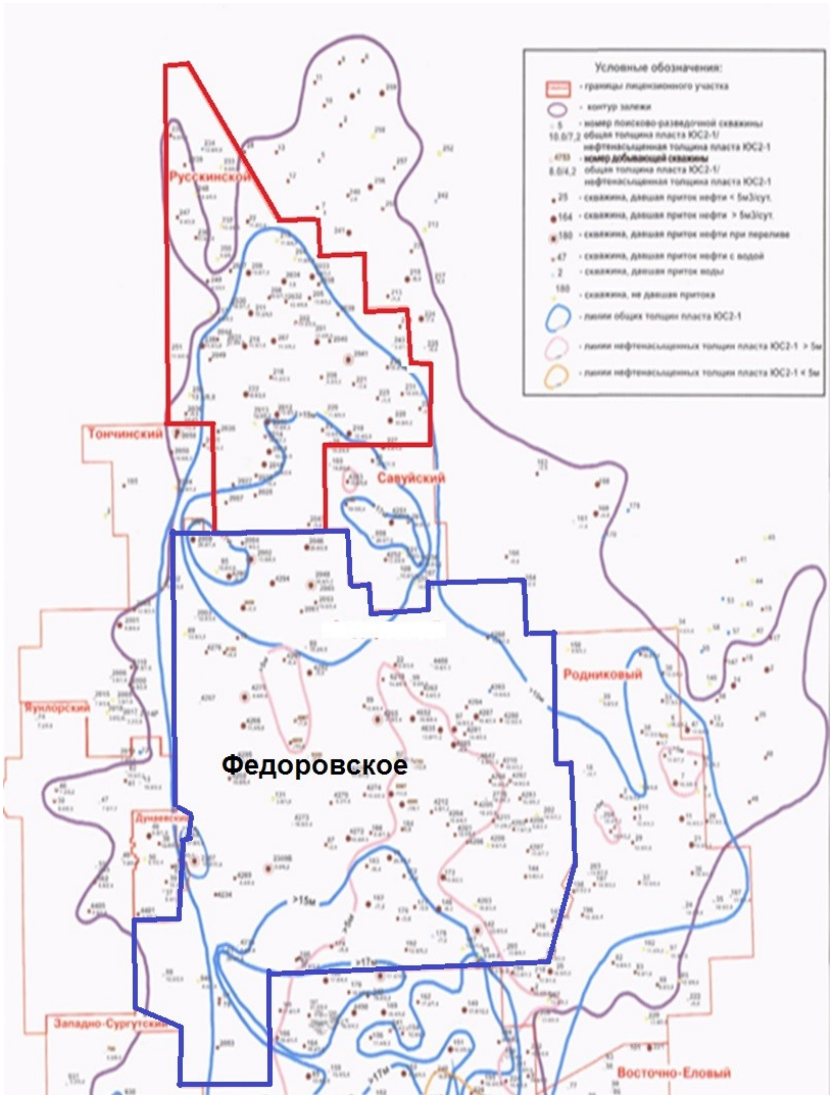

Рисунок 1 − Обзорная карта района работ.

1.2 Тектоника

Федоровское газонефтяное месторождение расположено в центральной части Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. Месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию второго порядка, расположенному в центральной части Сургутского свода.

В тектоническом отношении район месторождения представляет сложную антиклинальную зону, состоящую из ряда локальных поднятий: Северо-Сургутского, Федоровского, Мохового, Восточно-Мохового и Оленьего. Все они оконтуриваются общей сейсмоизогипсой – 2625 метров, отражающего горизонта «Б», отождествляемого с кровлей верхнеюрских отложений.

Общее простирание структуры север-северо-восточное. Отдельные локальные поднятия оконтурены сейсмоизогипсой – 2600 м. Системы поднятий отделены четкими прогибами на западе от Западно-Сургутского, Вершинского и Яун-Лорского поднятий, а на северо-востоке от Савуйского. Кроме этого следует отметить, что система поднятий на западе, юге и востоке имеет небольшие по размерам структуры – спутники.

1.3 Характеристика продуктивных горизонтов

Месторождение многопластовое, в разрезе нефтегазоносность установлена в нижнемеловых отложениях сангопайской свиты баремского возраста (пласты $АС_{4-8}$, $АС_{5-8}$, $АС_{7-8}$, $АС_{9}$), усть-балыкской свиты готеривского возраста (пласт $БС_{1-2}$), сортымской свиты берриасс-валанжинского возраста (пласты $БС_{10-1}$, $БС_{10}$, $БС_{14ф}$, $БС_{15ф}$, БС16, $БС_{16ф}$, $БС_{17}$, $БС_{17ф}$, $БС_{17-1ф}$, $БС_{18}$, $БС_{18ф}$, $БС_{19}$) и средне-верхнеюрских отложениях васюганской (пласты ЮС11-2, $ЮС_{13}$) и тюменской свит (пласты $ЮС_{21}$, $ЮС_{22}$). Всего на месторождении в 21 пласте выявлено 128 залежей нефти и газа.

На месторождении установлены следующие нефтегазоносные комплексы: Нижне-среднеюрский; Келловей-оксфордский; Берриасский; Валанжин-готеривский; Апт-альбский

Характеристика Нижне-среднеюрского НГК.

Данный комплекс включает в себя продуктивные пласты $ЮС_2^1$ и $ЮС_2^2$.

Пласт $ЮС_2^2$ характеризуется низкой расчлененностью разреза, количество проницаемых пропластков в пласте по скважинам изменяется от 1 до 7, в среднем коэффициент расчлененности равен 2,1. Толщины проницаемых пропластков изменяются в диапазоне от 0,4 м до 14.6 м. Коэффициент песчанистости по разрезу изменяется от 0,02 до 1 и в среднем равен 0,282. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 18.4%, проницаемость – $19*10^{-3}$ мкм^2. Средняя нефтенасыщенность равна 65,8%.

В пласте выявлены 10 залежей нефти в пределах Федоровской, Моховой и Восточно-Моховой площадей.

Залежь пласта $ЮС_2^1$ пластовая, литологически экранированная, граница на севере и юге залежи принята условно по границе Федоровского лицензионного участка. На востоке границей залежи является зона глинизации пласта, которая прослеживается и на соседних Савуйском и Родниковом месторождениях. На западе, как и по соседним Яунлорскому и Тончинскому месторождениям, залежь

оконтурена изогипсой -2699 м, что соответствует самой низкой абсолютной отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора на западном склоне, определенной по ГИС и результатам испытания в скважине №4299П. Размеры залежи - 57х48 км, высота около 262 м.

Количество проницаемых пропластков в пласте по скважинам изменяется от 1 до 11, в среднем коэффициент расчлененности равен 4,2. Толщины проницаемых пропластков изменяются в диапазоне от 0,4 м до 10,4 м. Коэффициент песчанистости по разрезу изменяется от 0,023 до 0,762 и в среднем равен 0.325. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 17%, проницаемость – $12 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Средняя нефтенасыщенность равна 74.4%.

Продуктивность пласта $ЮС_2^1$ имеет региональный характер распространения, прослеживаясь без разрыва нефтеносного поля (приконтурные участки водонефтяных зон отсутствуют) на Федоровском, Западно-Сургутском, Восточно-Сургутском, Родниковом и других месторождениях.

В пределах Федоровского месторождения коллекторы пласта вскрыты на абсолютных отметках от – 2553.4 м (скв. №8237) до – 2807.8 м (скв. №205Р). Все скважины вскрыли нефтенасыщенный до подошвы пласт. Эффективные нефтенасыщенные толщины в скважинах изменяются от 0.4 м (скв. №4268П) до 14.2 м (скв. №4890). Средняя по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина пласта – 4,1 м.

Тип коллектора – поровый. Типы залежей: пластовая, литологически экранрванная; пластово-сводвая; массивная. Размеры залежей в среднем составляют 1,2×0,85 км, высота около 11 м. Толщина продуктивных пластов в среднем составляет 2 м. Пластовое давление составляет 26,6 МПа, давление насыщения 8 МПа. Коэффициент нефтеотдачи составляет 0,57 д.ед.

Характеристика Келловей-оксфордского НГК.

Данный НГК включает в себя пласты $ЮС_1^2$ и $ЮС_1^3$. Залежи нефти горизонта распространены на Тойлорской, Федоровской, Моховой и Восточно-

Моховой площадях и частично перекрываются в плане. Всего выявлены 23 залежи нефти.

Пласт $ЮС_1^2$ по разрезу характеризуется невысокой расчлененностью, количество проницаемых пропластков по скважинам изменяется от 1 до 9, в среднем коэффициент расчлененности равен 3,6. Толщины проницаемых пропластков изменяются в диапазоне от 0,4 м до 10,0 м. Коэффициент песчанистости по разрезу изменяется от 0,065 до 1 и в среднем равен 0,372. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 18%, проницаемость $30 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Средняя нефтенасыщенность равна 60,3%.

Пласт $ЮС_1^3$ имеет линзовидное строение и распространен только на Федоровской площади, характеризуется низкой расчлененностью, количество проницаемых пропластков по скважинам изменяется от 1 до 4, в среднем коэффициент расчлененности равен 1,5. Толщины проницаемых пропластков изменяются в диапазоне от 0,6 м до 3,6 м. Коэффициент песчанистости по разрезу изменяется от 0,079 до 0,482 и в среднем равен 0,243. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 17%, проницаемость – $14 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Средняя нефтенасыщенность равна 60,8%.

В пределах пласта выявлены две залежи нефти.

Характеристика Берриасского НГК:

Данный НГК включает в себя залежи нефти пластов $БС_{14-19}$ распространены на Федоровской и Восточно-Моховой площадях и частично перекрываются в плане, имеют характерное для ачимовской толщи геологическое строение. Всего выявлено 60 залежей.

Тип коллектора поровый. Тип залежи: пластовая, литологически экранированная; пластово-сводовая. Размеры залежи 1,0×1,1 км. Высота около 4 м. Толщина продуктивных пластов от 1,9 до 3,0 м. Пластовое давление 23,5 МПа, давление насыщения 14,8 МПа. Газовый фактор 100 м^3/т. Коэффициент нефтеотдачи составляет 0,49 д.ед.

Характеристика Валанжин-готеривского НГК:

Нефтенасыщенные коллекторы пласта $БС_{1-2}$ распространены на Федоровской, Моховой и Северо-Сургутской площадях месторождения. Количество проницаемых пропластков по данным ГИС в пласте изменяется от 1 до 10, в среднем коэффициент расчлененности равен 5. Толщины проницаемых пропластков изменяются в диапазоне от 0,3 м до 21,7 м. Коэффициент песчанистости по разрезу изменяется от 0,118 до 0,948 и в среднем равен 0,434. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 26%, проницаемость – $433 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Средняя нефтенасыщенность равна 63,3%.

В пределах пласта выявлены 3 залежи.

Пласт $БС_{10}^1$ имеет сложное геологическое строение, отличается значительной литологической неоднородностью и фациальной изменчивостью, как по разрезу, так и по площади. Нефтенасыщенные коллекторы выявлены на Федоровской и Восточно-Моховой площадях.

В пределах Федоровской площади пласт имеет сложное линзовидное строение. В восточной части площади выделяются обширные зоны отсутствия коллекторов. В целом по разрезу пласт характеризуется невысокой расчлененностью, количество проницаемых пропластков по данным ГИС изменяется от 1 до 7, в среднем коэффициент расчлененности равен 2,3. Толщины проницаемых пропластков изменяются от 0,3 м до 7,1 м. Коэффициент песчанистости по разрезу изменяется от 0.026 до 0871 и в среднем равен 0.312. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 23%, проницаемость – $100 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Средняя нефтенасыщенность равна 61%.

На Федоровской площади выявлены 9 залежей нефти.

Залежь пласта $БС_{10}$ является основным эксплуатационным объектом, охватывает значительную площадь, объединяя общим контуром нефтеносности почти все осложняющие Федоровскую структуру купола. Исключением является

Северо-Сургутский купол, который отделяется от остальных относительно глубоким прогибом.

Пласт $БС_{10}$ имеет сложное строение, литологически неоднороден, фациально изменчив как по разрезу, так и по площади, нефтеносен на Федоровской, Моховой, Восточно-Моховой площадях. В целом по разрезу пласт характеризуется высокой расчлененностью, количество проницаемых пропластков по данным ГИС изменяется от 1 до 24, в среднем коэффициент расчлененности равен 7.4. Толщины проницаемых пропластков изменяются в диапазоне от 0,2 м до 26,1 м. Коэффициент песчанистости по разрезу изменяется от 0,029 до 0,906 и в среднем равен 0,469. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 24,6%, проницаемость $317 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Средняя нефтенасыщенность равна 68%.

Залежи нефти пластов $БС_{14-19}$ распространены на Федоровской и Восточно-Моховой площадях и частично перекрываются в плане, имеют характерное для ачимовской толщи геологическое строение. Всего выявлено 60 залежей.

Аачимовской толща − включает в себя нефтенасыщенные пласты $БС_{1-2}$, $БС_{10}$. Тип залежей пластово-сводовая, массивная. Размеры залежи – 34,0х25,0 км, высота около 68,0 м. Толщина продуктивных пластов составляет 3,6 м. Пластовое давление и давление насыщения составляют 23,1 и 15,3 МПа. Газовый фактор составляет 91 м^3/т. Коэффициент нефтеотдачи равен 0,61 д.ед.

Характеристика Апт-альбского НГК.

Прибрежно-морской генезис неокомских отложений отражается частым переслаиванием песчано-глинистых пород, замещением коллекторов на ряде участков непроницаемыми разностями или глинами по разрезу и площади. Тип коллектора поровый. От нижележащих пластов Валанжин-готеривского комплекса Апт-альбский отделен глинистой перемычкой невыдержанной по толщине и по площади, что обусловило гидродинамическую связь с вышележащими пластами.

Пласт $АС_{4-8}$. Прибрежно-морской генезис неокомских отложений отра-

жается частым переслаиванием песчано-глинистых пород, замещением коллекторов на ряде участков непроницаемыми разностями или глинами по разрезу и площади. Пласт $АС_{4-8}$ объединяет в себя пласты $АС_4$, $АС_{5-6}$, $АС_{5-8}$. Залежь верхнего пласта $АС_4$ самая крупная на Федоровском месторождении, общим контуром нефтеносности объединяет Федоровскую, Северо-Сургутскую, Моховую и Восточно-Моховую площади. От нижележащих пластов $АС_4$ отделен глинистой перемычкой невыдержанной по толщине и по площади, что обусловило гидродинамическую связь его с пластами $АС_{5-8}$ в центральной и восточной частях, и с пластами $АС_{5-6}$ в западной части месторождения. Залежи пласта $АС_{5-8}$ на Моховой и Восточно-Моховой площадях, и залежи пласта $АС_{5-6}$ в пределах Федоровской площади имеют общий уровень отметок ГНК и ВНК.

В целом по разрезу пласт характеризуется высокой расчлененностью, количество проницаемых пропластков по данным ГИС изменяется от 2 до 31 м, в среднем коэффициент расчлененности равен 9,6. Толщины проницаемых пропластков изменяются в диапазоне от 0,2 м до 40,8 м. Коэффициент песчанистости по разрезу изменяется от 0,064 до 0,945 и в среднем равен 0,559. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 26,4%, проницаемость – $300 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Средняя газонасыщенность равна 62,9%, нефтенасыщенность 55,2%.

Пласт $АС_6$ выделен в самостоятельный подсчетный объект. По разрезу характеризуется невысокой расчлененностью, количество проницаемых пропластков по данным ГИС изменяется от 1 до 6, в среднем коэффициент расчле-ненности равен 2. Толщины проницаемых пропластков изменяются в диапазоне от 0.4 м до 14.0 м. Коэффициент песчанистости по разрезу изменяется от 0.476 до 1 и в среднем равен 0.823. Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 25,6%, проницаемость – $146 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Средняя газонасыщенность равна 52,9%, нефтенасыщенность – 48,3%.

Залежи нефти и газа пласта $АС_{7-8}$ расположены в пределах Федоровской

площади, изолированы от выше- и нижезалегающих пластов надежными глинистыми перемычками и выделены в самостоятельный подсчетный объект. Количество проницаемых пропластков по данным ГИС в пласте изменяется от 1 до 12, в среднем коэффициент расчлененности равен 5,5. Толщины проницаемых пропластков изменяются в диапазоне от 0,3 м до 15,0 м. Коэффициент песчанистости по разрезу изменяется от 0,047 до 0,929 и в среднем равен 0,479.

Средние значения фильтрационно-емкостных свойств в целом по пласту составляют: пористость – 23,1%, проницаемость – $34 \cdot 10^{-3}$ мкм^2. Средняя газонасыщенность равна 42%, нефтенасыщенность – 41,8%. Коэффициент нефтеотдачи составляет 0,49 д.ед.

Основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов Федоровского месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1 − Основные геолого-физические характеристики продуктивных пластов Федоровского месторождения

Показатели	Пласт							
	$АС_4$	$АС_{5-8}$	$АС_{7-8}$	$АС_9$	$БС_1$	$БС_2$	$БС_{10-1}$	$БС_{10}$
Возраст отложений	Мел.(вартовская свита)				Мел.(мегионская свита)			
Глубина залегания, м	1775	1807	1825-1837	1842-1853	1950-1975	1955-1975	2160-2170	2220
Площадь нефтеносности	300,3	875,7	49,2	38,0	202,6	36,1	164,3	850,7
Нефтенасыщенная толщина пласта, м	4,3	5,6	6,3	4,8	3,7	4,9	3,1	10,2
Пористость, %	25,6	26	24	26	26	27	24	24
Проницаемость, мкм	0,507	0,532	0,025	0,309	0,248	0,363	0,219	0,265
Коэффициент нефтенасыщенности	0,590	0,630	0,540	0,670	0,640	0,660	0,670	0,680
Коэффициент песчанистости	0,295-0,507	0,524-0,655	0,535-0,567	0,466-0,488	0,454-0,600	0,545-0,653	0,336-0,608	0,403-0,563
Коэффициент расчлененности	1,6-2,14	5,7-9,5	5,6	4,1-4,6	1,6-2,7	3,98-4,3	2,0-2,4	5,0-9,7
Удельная продуктивность, 10 куб.м/мсут.МПа	0,32	0,38	0,20	0,49	0,28	0,28	0,32	0,85
Пластовое давление, Мпа	18,8	18,8	18,8	19,0	20,5	20,5	22,9	23,1
Пластовая температура, ˚С	56	58	55	58	62	59	67	66

1.4 Состояние разработки месторождения

Фёдоровское месторождение находится в промышленной эксплуатации с 1973 года. Проектные документы на разработку месторождения составлялись по мере прироста и утверждения запасов нефти. В период с 1973 по 1977 год разбуривание основного объекта – пласта $БС_{10}$, осуществлялось в пределах наиболее продуктивной Моховой площади, в 1978…1980 гг. введены в разработку Восточно-Моховая и Фёдоровская площади. С 1980 года вовлечены в разработку пласты $БС_{10}^{1}$, $БС_{1-2}$, $АС_{9}$. С 1976 года ведутся опытно-промышленные работы на газонефтяных залежах пластов $АС_{4-8.}$ С 1993 года начато бурение горизонтальных скважин. С принятием «Дополнения к тех. схемам разработки Федоровского месторождения» от 19.04.2001 введены в промышленную эксплуатацию пласты $БС_{16-17-18,}$ $ЮС_{1-2,}$ с применением «пологих» скважин и проведением в каждой нагнетательной и добывающей скважинах ГРП и зарезки двух боковых стволов. Разбуренность месторождения составляет 62,56% от размещенного фонда скважин по категории $В+С_{1.}$ Запасы пластов $БС_{16-17-18}$, $ЮС_{1-2}$ являются трудноизвлекаемыми, их разработка ведётся с применением технологии бурения боковых стволов, массового применения ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах.

В настоящее время месторождение находится в стадии снижающейся добычи нефти. Более половины действующего фонда добывающих скважин эксплуатируется с обводненностью продукции 90% и более. Всего с начала разработки месторождения добыто 507278 тыс. т нефти, что составляет 72,9% от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

Добыча нефти по пласту $АС_{4-8}$ составляет 52,85% от всей добычи по месторождению. За 2016 год она составила 4597,3 тыс. т, при темпе отбора от НИЗ 3,67%, от ТИЗ – 4,66%. Накопленная добыча нефти – 52503 тыс. т, что составляет 22,3% от начальных извлекаемых запасов. Годовая добыча по пласту $БС_{10}$ составила 1947 тыс. т нефти. С начала эксплуатации пласта отобрано 429319

тыс. т нефти, что составляет 91,7% от НИЗ. Темп отбора от НИЗ 0,69%, от текущих извлекаемых запасов (ТИЗ) – 6,2%. Среднесуточная добыча на конец 2016 г. − 5211 тонны, что составляет 27,7% от добычи по месторождению.

Для поддержания пластового давления применяют заводнение. Количество скважин под закачкой составляет 1264 скважин. Закачка воды по месторождению за год составила 1510850 тыс. $м^3$. Компенсация отбора закачкой с начала разработки составила 110,3%. Это позволяет поддерживать пластовое давление и не дает упасть до давления насыщения, что положительно влияет на работу механизированных скважин.

Основной способ эксплуатации насосный (ЭЦН, ШГН), основная доля добычи нефти приходится на ЭЦН.

Перспектива развития добычи нефти на Фёдоровском месторождении связана с промышленным освоением объектов $АС_{4-8}$. Новизной научных и технических решений является то, что впервые в отечественной практике нефтяной промышленности для разработки тонкой нефтяной оторочки залежи запроектирована большеобъемная система вертикальных нагнетательных и горизонтальных добывающих скважин, максимально учитывающая геологическое строение пластов. Все элементы системы разработки обоснованы из условия получения максимальной технико-экономической эффективности. Реализация проектных решений технологической схемы позволит в дальнейшем стабилизировать добычу нефти. При этом снижение добычи нефти по истощаемым объектам разработки – пластам $АС_{9}$, $БС_{1-2}$, $БС_{10}^{1}$ будет компенсироваться вводом запасов из пластов $АС_{4-8}$.

2 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

2.1 Гидравлический разрыв пласта

При ГРП в призабойной зоне пласта создаются протяжённые трещины, через которые происходит фильтрация жидкости из нефтенасыщенной части пласта в призабойную зону скважины.

Трещины создаются путём нагнетания в продуктивный пласт жидкости под высоким давлением. Действие давления приводит к разрыву (расщеплению) пласта вдоль естественных трещин и других литологических неоднородностей. Для того, чтобы трещины не смыкались после снятия давления, в них закачивается расклинивающий агент (проппант), смешанный с жидкостью. Проппант позволяет обеспечить проницаемость образовавшихся трещин, во много раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Образующиеся при гидроразрыве трещины должны иметь такое раскрытие (ширину), чтобы поток жидкости с расклинивающим наполнителем мог проникнуть на всю её длину. Технология проведения ГРП должна обеспечить попадание расклинивающего агента (проппанта) в зону смыкания трещины сразу после разрыва, до тех пор, пока трещина не сомкнулась под давлением горных пород.

Схема проведения ГРП

Поскольку при ГРП в большинстве случаев (за исключением мелких скважин) возникают давления, превышающие допустимые для обсадных колонн, то предварительно в скважину спускают НКТ, способные выдержать это давление. Выше кровли пласта или пропластка, в котором намечается произвести разрыв, устанавливают пакер, изолирующий кольцевое пространство и колонну от давления, и устройство, предупреждающее его смещение и называемое якорем. По спущенным НКТ нагнетается сначала жидкость разрыва в таких объемах, чтобы получить на забое давление, достаточное для разрыва пласта. Момент разрыва на поверхности отмечается как резкое увеличение расхода

жидкости (поглотительной способности скважины) при том же давлении на устье скважины или как резкое уменьшение давления на устье при том же расходе.

После разрыва пласта в скважину закачивают жидкость-песконоситель при давлениях, удерживающих образовавшиеся в пласте трещины в раскрытом состоянии. Это более вязкая жидкость, смешанная с песком или другим наполнителем. В раскрытые трещины вводится песок на возможно большую глубину для предотвращения смыкания трещин при последующем снятии давления и переводе скважины в эксплуатацию. Жидкости-песконосители проталкивают в НКТ и в пласт продавочной жидкостью, в качестве которой используется любая маловязкая недефицитная жидкость.

Схема проведения ГРП показана на рисунке 2.

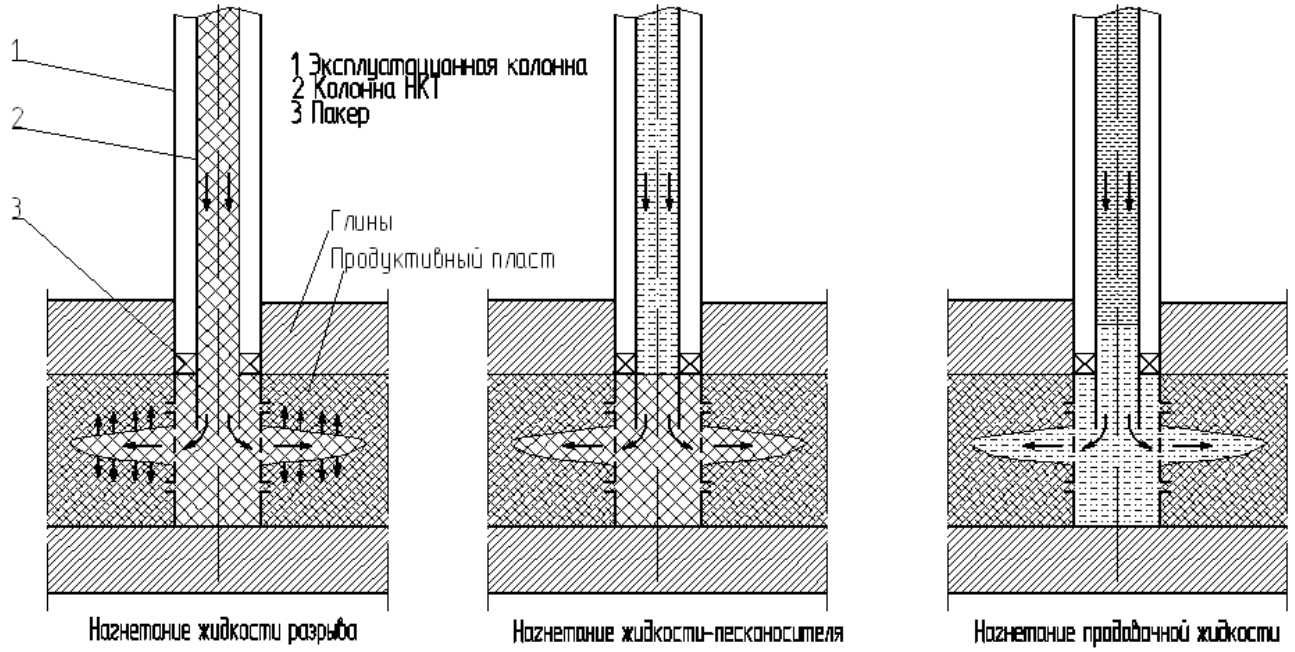

Рисунок 2 – Схема проведения ГРП.

2.2 Критерии успешного проведения ГРП в скважинах после бурения, выбор скважин-кандидатов

ГРП сразу после бурения рекомендуется проводить в скважинах, которые эксплуатируют низкопроницаемые пласты, имеющие высокую расчлененность. Проведение ГРП на добывающих скважинах сразу после бурения позволяет обеспечить высокие начальные дебиты скважины, существенно повысить эффективность заводнения пластов с низкой проницаемостью и, соответственно, увеличить коэффициент извлечения нефти.

Выбор скважин для выполнения ГРП проводится на основании следующих критериев:

− оценка горно-геологических условий;

− требования к характеристикам скважины и ее техническому состоянию;

− характеристики состояния разработки месторождения.

Эффективность ГРП определяется: степенью обводнённости продукции, начальной нефтенасыщенностью коллекторов, эффективной мощностью интервала гидроразрыва, неоднородностью строения пласта и расчленённостью его разреза, изолированностью интервала гидроразрыва пласта мощными глинистыми прослоями, а также расположением нагнетательных скважин и степенью заводнения пласта на участке воздействия.

Для успешного проведения ГРП необходимо соблюдать следующие геолого-физические критерии при выборе скважин для ГРП:

− эффективная мощность пласта интервала гидроразрыва более 4 м;

− мощность подстилающих и перекрывающих интервал гидроразрыва глинистых прослоев более 6 м;

− мощность внутренних глинистых разделов менее 1 м;

− обводнённость продукции скважин до ГРП менее 50 %;

− потенциальный дебит скважины более 10 т/сут.

После подбора объекта разработки по вышеописанным критериям, приступают к выбору скважин для проведения ГРП. При этом кроме соображений оптимизации разработки залежи, принимается во внимание техническое состояние скважины. Скважина должна быть технически исправна. Эксплуатационная колонна не должна иметь нарушений и деформаций в интервале посадки пакера. Цементное кольцо должно иметь удовлетворительное сцепление с эксплуатационной колонной и породой пласта, не менее чем на 50 м выше и ниже перфорированного интервала, что исключает возможность заколонных перетоков в процессе ГРП.

Перфорированный интервал не должен превышать 20-25 м. В противном случае, требуется проведение дополнительных технических и технологических мероприятий, позволяющих обеспечить охват ГРП всего пласта.

Эффективная толщина продуктивного пласта должна быть, как правило, не менее 4-5 м. С увеличением эффективной толщины пласта пропорционально увеличивается дебит скважин по нефти после ГРП.

Важным условием для проведения ГРП является наличие экранов достаточной толщины и выдержанности по площади, отделяющих продуктивный пласт от выше и нижерасположенных коллекторов, особенно если они высокопроницаемые и водонасыщенны. Увеличение содержания в глинах песчаного и алевритового материала, также как и их аргилитизация, приводит к ухудшению экранирующих свойств. Экранирующие свойства глин ухудшаются также при их уплотнении с глубиной в результате обезвоживания. Обычно для ГРП на глубинах 2500-3000 м с полудлиной трещины 50-100 м и максимальным темпом закачки 4,5 $м^3$/мин толщина экранов должна быть не менее 8-10 м.

Скважины, подвергаемые ГРП, должны находится на достаточном удалении от контура водонефтяного и газонефтяного контактов, обычно не менее расстояния между скважинами. При меньшем удалении добывающей скважины от контура нефтеносности может произойти её быстрое обводнение или прорыв

газа из шапки, особенно если направление трещины гидроразрыва перпендикулярно линии контуров.

Технологические критерии успешности ГРП.

Опыт проведения ГРП показывает, что имеется однозначная зависимость между количеством закачиваемого в трещины разрыва пропанта и показателями эффективности ГРП. Увеличение абсолютной и относительной (приведённой к эффективной толщине пласта) массы пропанта приводит к росту дебитов скважин после ГРП и одновременно к увеличению их обводнённости. Рост обводнённости в данном случае обусловлен увеличенным притоком пластовой жидкости в скважину, а также возможно проникновение протяжённой трещины ГРП в подошвенную водонасыщенную часть пласта. Поэтому необходимо ограничивать длину трещин путем регулирования массы пропанта. Удельная оптимальная масса проппанта для скважин Федоровского месторождения составляет 7-12 т на 1 метр эффективной мощности пласта, масса пропанта должна находится в пределах от 0,5 до 1,5 т.

2.3 Выбор скважин для проведения ГРП

Успешность ГРП во многом зависит от правильного выбора скважин для его проведения. Критерии подбора скважин для выполнения ГРП разбиты на три группы:

1. Оценка горно-геологических условий;
2. Требования к характеристикам скважины и ее техническому состоянию;
3. Характеристики состояния разработки месторождения.

Эффективность ГРП определяется: степенью обводнённости продукции, начальной нефтенасыщенностью коллекторов, эффективной мощностью интервала гидроразрыва, неоднородностью строения пласта и расчленённостью его разреза, изолированностью интервала гидроразрыва пласта мощными глинистыми прослоями, а также расположением нагнетательных скважин и степенью заводнения пласта на участке воздействия.

Для успешного проведения ГРП необходимо соблюдать следующие геолого-физические критерии при выборе скважин для ГРП:

1. Эффективная мощность пласта интервала гидроразрыва более 4 м;

2. Мощность подстилающих и перекрывающих интервал гидроразрыва глинистых прослоев более 6 м;

3. Мощность внутренних глинистых разделов менее 1 м;

4. Обводнённость продукции скважин до ГРП менее 50 %;

5. Обводнённость продукции окружающих близлежащих скважин (соседние) менее 70%;

6. Потенциальный дебит скважины более 10 т/сут.

После подбора объекта разработки по вышеописанным критериям, приступают к выбору скважин для проведения ГРП. При этом кроме соображений оптимизации разработки залежи, принимается во внимание техническое состояние скважины. Скважина должна быть технически исправна. Эксплуатационная колонна не должна иметь нарушений и деформаций в

интервале посадки пакера. Цементное кольцо должно иметь удовлетворительное сцепление с эксплуатационной колонной и породой пласта, не менее чем на 50 м выше и ниже перфорированного интервала, что исключает возможность заколонных перетоков в процессе ГРП.

Перфорированный интервал не должен превышать 20-25 м. В противном случае, требуется проведение дополнительных технических и технологических мероприятий, позволяющих обеспечить охват ГРП всего пласта.

Эффективная толщина продуктивного пласта должна быть, как правило, не менее 4-5 м. Важным условием для проведения ГРП является наличие экранов достаточной толщины и выдержанности по площади, отделяющих продуктивный пласт от выше и нижерасположенных коллекторов, особенно если они высокопроницаемые и водонасыщенны. Увеличение содержания в глинах песчаного и алевритового материала, также как и их аргилитизация, приводит к ухудшению экранирующих свойств. Экранирующие свойства глин ухудшаются также при их уплотнении с глубиной в результате обезвоживания. Обычно для ГРП на глубинах 2500-3000 м с полудлиной трещины 50-100 м и максимальным темпом закачки 4,5 $м^3$/мин толщина экранов должна быть не менее 8-10 м.

Скважины, подвергаемые ГРП, должны находится на достаточном удалении от контура водонефтяного и газонефтяного контактов, обычно не менее расстояния между скважинами. При меньшем удалении добывающей скважины от контура нефтеносности может произойти её быстрое обводнение или прорыв газа из шапки, особенно если направление трещины гидроразрыва перпендикулярно линии контуров.

2.4 Материалы для ГРП

Основные материалы, используемые для ГРП:

− жидкость разрыва;

− жидкость-песконоситедь;

− химические реагенты, добавляемые в жидкости для регулирования их свойств;

− проппант.

От жидкости, используемой во время ГРП, во многом зависит успех процесса. Главные факторы при этом – объём нагнетаемой жидкости и её физические свойства (вязкость, фильтрующая способность, плотность и т.п.).

Жидкость разрыва.

Технологические жидкости гидроразрыва должны обладать:

− достаточной динамической вязкостью для создания трещин высокой проводимости за счет их большого раскрытия;

− иметь низкие фильтрационные утечки для получения трещин необходимых размеров при минимальных затратах жидкости;

− обеспечивать минимальное снижение проницаемости зоны пласта, контактирующей с жидкостью разрыва;

− обеспечивать низкие потери давления на трение в трубах;

− иметь достаточную для обрабатываемого пласта термостабильность и высокую сдвиговую стабильность, т.е. устойчивость структуры жидкости при сдвиге;

− легко выноситься из пласта и трещины гидроразрыва после обработки;

− быть технологичными в приготовлении и хранении в промысловых условиях;

− иметь низкую коррозионную активность;

− быть экологически чистыми и безопасными в применении;

− иметь относительно низкую стоимость.

В настоящее время применяются жидкости разрыва, основу которых составляют вода, загуститель (геллант), сшиватель и деструктор. В качестве загустителей (геллантов или гелеобразователей) применяют полисахариды (сульфит-спиртовая барда, карбоксиметилцеллюлоза – КМЦ, гуаровая камедь и др.). Посредством добавления этих веществ в воду в заданной концентрации регулируют вязкость жидкости. Главным преимуществом полисахаридов является их экологическая безопасность при относительно невысокой стоимости.

Жидкость разрыва кроме гелланта содержит сшиватель и деструктор. Сшиватель способствует повышению вязкости полисахаридного раствора – в призабойной зоне образуется высоковязкий гель, который не фильтруется в пласт. Деструктор разрушает гель после окончания ГРП, это необходимо для удаления геля при освоении скважины.

Для повышения эффективности ГРП в жидкости разрыва добавляют различные присадки:

− присадки для снижения трения при закачке;

− крослинкер (химикат для образования поперечных межмолекулярных связей);

− стабилизатор глин;

− подавитель образования флоры и фауны в растворе;

− терморегулятор (для обеспечения стабильности свойств при высокой температуре).

Показатели жидкости разрыва, содержащей полисахаридный полимер, неорганическую соль для обеспечения необходимой плотности, сшивающий агент, реагент-терморегулятор и деструктор:

− динамическая вязкость при температуре 20 °С 40…100 мПа·с;

− плотность 1020…1180 кг/м^3;

− время хранения в промысловых условиях при 20 °С 3…5 суток;

− не образует водонефтяных эмульсий;

− не изменяет своих свойств при контакте с породой и пластовыми флюидами.

Жидкость-песконоситель.

Жидкость-песконоситель должна обладать высокой вязкостью для транспортировки проппанта в трещину без оседания, его равномерного распределения по длине трещины, удержанию проппанта в трещине в процессе проведения ГРП.

В настоящее время применяются жидкости-песконосители по составу аналогичные жидкости разрыва: вода; геллант на основе полисахаридного полимера; сшиватель; деструктор; модифицирующие добавки.

Расклинивающий агент для закрепления трещин.

Расклинивающий агент при ГРП применяется для предупреждения смыкания образовавшихся трещин в пласте и сохранении их в раскрытом состоянии после снижения давления ниже давления разрыва.

К расклинивающему агенту для ГРП предъявляются следующие требования: механическая прочность (достаточная, чтобы не разрушаться под действием веса вышележащих пород); высокая проницаемость; отсутствие широкого разброса по фракционному составу (по размерам частиц песка).

В качестве материала для укрепления трещин в настоящее время используется высокопрочный искусственный материал – проппант-карболайт. Проппант-карболайт (карболит) имеет диаметр зёрен 0,8…1,7 мм, плотность 2750…3650 кг/м^3, выдерживает давление разрушения до 900 атм.

2.5 Состав и назначение флота ГРП

Флот ГРП − это комплекс оборудования, необходимый для проведения полного цикла ГРП, состоит из мобильных установок на грузовых шасси, устьевого и подземного оборудования.

К наземному оборудованию для проведения ГРП относятся: блендер (пескосмеситель); насосные установки; сандтрак (песковоз); станция управления; ёмкости (танки) для технологических жидкостей и проппанта; блок манифольдов и машина для его перевозки; устьевая арматура. Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы; пакеры и скреперы.

Оборудование для проведения ГРП предназначено для работы в жёстких условиях нефтяных месторождений, приспособлено для перекачивания кислот и других жидкостей, предназначенных для взаимодействия с проппантом и управляется дистанционно с компьютерной станции, установленной на шасси автомашины или установки контроля. Оборудование может работать в температурном режиме от – 50°С до +50°С. Состав и схема расстановки наземного оборудования при проведении ГРП приведено на рисунке 3.

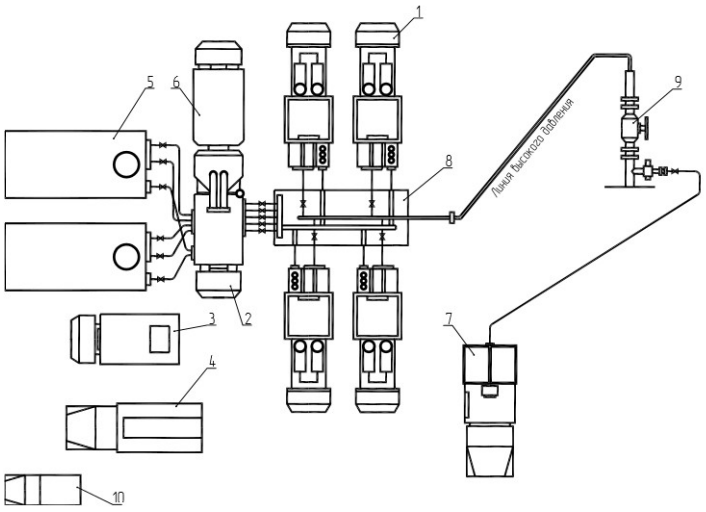

Рисунок 3 – Расстановка спецтехники при ГРП: 1 – насосная установка; 2 − пескосмесительный агрегат (блендер); 3 – станция управления; 4 – пожарная машина; 5 – емкость ГРП; 6 – песковоз; 7 – агрегат ЦА-320; 8 – блок манифольда; 9 – арматура устья; 10 – санитарная машина.

Краткая характеристика специальной техники.

Блендер-смеситель − установка, служащая для смешивания жидкостей ГРП с химикатами и проппантом. Смеситель модели МС-60 смонтирован на шасси автомобиля высокой грузоподъёмности, предназначен для работы на нефтяных месторождениях (рисунок 4). Это наиболее важная составная часть системы ГРП. Благодаря тщательно разработанной системе программного управления процессом, блендер в состоянии обеспечить высокий уровень смешивания жидкостей, проппанта и химикатов.

Станция контроля самого блендера обеспечивает соблюдение высокого качества процессов автоматическим контролем плотности (АКП) и автоматическим контролем химикатов (АКХ). АКХ можно проводить с жидкими и сухими химическими компонентами. Эти элементы работают автономно и независимо от общего контроля и управления блендера.

Установка характеризуется следующими рабочими параметрами при максимальной нагрузке: скорость подачи жидкости 7,9 $м^3$/мин; объём потока проппанта 6000 кг/мин; скорость подачи сухих химикатов 0,074 $м^3$/мин; максимальное давление нагнетания 4,8 бар; максимальная плотность раствора 2,6 $г/см^3$; скорость подачи жидких химикатов 57 л/мин; приёмистость расклинивателя 7000 кг/мин.



Рисунок 4 − Смесительная установка для флота ГРП (блендер).

Насосная установка модели FC-2251 (рисунок 5). Насосные установки этой модели собираются на базе грузовых автомобилей «Мерседес-Бенц». Они предназначены для эксплуатации в условиях нефтяных месторождений Западной Сибири. Агрегат используется для закачивания проппанта и технологических жидкостей ГРП в скважину, также может применяться для закачки кислот и других рабочих жидкостей.



Рисунок 5 − Насосная установка для ГРП

Управление осуществляется дистанционно с приборной панели или компьютера контрольного передвижного центра.

Эксплуатация агрегатов допускается при внешнем температурном режиме от – 50°С до + 50°С. Маховик двигателя исполнительных механизмов развивает мощность до 2250 л.с. Номинальная мощность трёхплунжерного насоса 2000 л.с., максимальное рабочее давление 1050 атм.

Работа двигателя исполнительных механизмов на полной мощности, не превышающих номинальных пределов насоса, не вызывает избыточную вибрацию в комплектующих механизмах. Также исключено обратное воздействие на компоновку двигатель-трансмиссия и на насос.

Учитывая условия эксплуатации в Сибири, система снабжена отопительно-обогревательными приборами для жидкостей, а также эфирным вспрыском для запуска двигателя. Контроль веса предохраняет от перегрузок колёса и оси. База установки выполнена с наименьшей длиной, что даёт возможность разворота с

наименьшим градусом и улучшает маневренность. Установка очень мобильна в условиях ограниченной площади в пределах скважины.

Станция контроля для проведения ГРП − представляет собой передвижной компьютеризированный центр управления модели ЕС-22ACD на шасси автомобиля «Мерседес-Бенц». Назначение − контроль над всеми операциями, проводимыми при гидроразрыве пласта. Сюда входит сбор данных с установленных датчиков, запись рабочих параметров оборудования и насосных станций, анализ характеристик скважины и параметров ГРП.

Станция контроля оборудована шестью электронными панелями, соединёнными с насосными агрегатами. Станция контроля оснащена компьютерной системой и двумя сервисными компьютерами. Компьютеры используются для проектирования и моделирования ГРП, для записи данных и их распечатывания.

Транспортёр-подъёмник (машина манифольдов) предназначен для эксплуатации в условиях нефтяных месторождений при производстве ГРП (рисунок 6). Транспортёр-подъёмник даёт возможность выполнять работы широкого диапазона по транспортировке, погрузке-разгрузке тяжёлого оборудования. Основная задача заключается в доставке по назначению штуцерного манифольда, установленного на раме в виде салазок.



Рисунок 6 − Транспортёр-подъёмник (машина манифольдов)

Гидравлический кран, установленный позади водительской кабины, позволяет выполнять погрузку-разгрузку грузов весом до 10 тонн. С помощью гидравлической лебёдки можно загружать на платформу грузы весом до 25 тонн.

Сандтрак (песковоз) назначен для перевозки проппанта и его доставки к блендеру в контролируемом количестве. Сандтрак оборудован опрокидывающимся кузовом, ёмкостью 15 $м^3$. Проппант заполняется через 3 загрузочных люка с отверстиями 600х600 мм. Сандтрак исполнен с короткой колёсной базой для обеспечения его повышенной маневренности.

Ёмкость для жидкости гидравлического разрыва. Представляет собой металлический резервуар цилиндрической формы диаметром 2,5-3,3 метра, длиной 5-8 метров, предназначена для производства гидравлического разрыва пластов.

Ёмкость установлена на передвижной тележке и оборудована: задними световыми приборами для осуществления безопасной перевозки с куста на куст, электрическим заземляющим устройством, верхним смотровым люком, площадкой с ограждением, устройством слива и заполнения с задвижками, уровнемером для проверки степени заполнения жидкостью, домкратами для установки в горизонтальном положении.

Блок манифольдов − предназначен для обвязки насосных установок между собой и устьевым оборудованием. Блок смонтирован на санном основании, перевозится на шасси автомобиля и состоит из напорного и приёмораздаточного коллекторов, комплекта контрольно-измерительных приборов, комплекта труб с шарнирными соединениями и подъёмной стрелы. Оба коллектора оборудованы предохранительными клапанами на наибольшее давление и запорной арматурой. Обратные шаровые клапаны позволяют подключать в нагнетательную линию любое число насосных установок, а также не прерывать работы при остановке одного из них за счёт автоматического перекрытия линии остановленной установки. Максимальное рабочее давление, при котором может работать напорный коллектор блока манифольдов – 1050 атм.

В состав блока манифольдов входит штуцерный манифольд высокого и низкого давления для подачи с блендера на насосные установки смешанных жидкостей гидроразрыва. Две отдельные системы давления предполагают возможность работы без взаимных помех: жидкости ГРП, поступающие с блендера, попадают в систему низкого давления и проводятся на насосы. Насосы высокого давления подают жидкость в скважину.

Конструктивно узел низкого давления манифольда выполнен в виде системы цельносваренных труб с вентилями; система высокого давления состоит из укороченных труб, крестовин тройников, различных клапанов высокого давления (рисунок 7). Кроме перечисленного оборудования в комплект манифольда входят:

− соединения из муфт и штуцеров;

− дополнительное оборудование к различного типа соединениям и шлангам высокого давления;

− элементы защиты соединений для безопасной траспортировки;

− ящики для транспортировки шлангов;

− инструментальные ящики.



Рисунок 7 – Блок манифольдов.

Подъём и транспортировка манифольда осуществляется транспортёром - подъёмником.

Арматура устья скважин при производстве ГРП.

Совместно с блоком манифольдов перевозится и устьевая арматура. Арматура устья скважин предназначена для обвязки устья скважин с насосными установками и позволяет производить спуск и подъём насосно-компрессорных труб без нарушения герметизации устья скважины. Особенностью арматуры для ГРП является возможность выдерживания высоких давлений. На рисунке 8 показана арматура для проведения ГРП АУ-70СА-89 на рабочее давление 70 МПа.



Рисунок 8 – Арматура для проведения ГРП АУ-70СА-89.

Подземное оборудование.

Пакеры

Пакеры, применяемые при ГРП, предназначены для герметизации затрубного пространства и предохранения эксплуатационной колонны от воздействия высокого давления. Пакер должен выдерживать максимальное давление, действующее при проведении обработок. Пакеры, специально предназначенные для ГРП, как правило, совмещены с якорем гидравлического или механического действия. Назначение якоря – предотвращение смещения пакера от действия высокого давления. Это достигается за счёт сцепления якоря со стенками обсадной колонны. Обычно пакер и якорь совмещены в одной конструкции.

На рисунке 9 показана схема механического пакера типа ПРО-ЯМ. Пакер ПРО-ЯМ, предназначенный для разобщения участков эксплуатационных колонн нефтяных и газовых вертикальных и наклонных скважин, состоит из уплотняющего и заякоривающего устройства.

При посадке пакера осуществляют поворот колонны труб с пакером, при этом срезаются стопорные винты и под действием пружин плашки 3 надвигаются на конус 2. Плашки раздвигаются и соприкасаются с эксплуатационной колонной. Далее производится разгрузка колонны труб на пакер – под весом колонны труб конус 2 перемещается вверх и сжимает манжеты 1 которые герметизируют межтрубное пространство. Пакер удерживается в скважине за счёт сцепления плашек с эксплуатационной колонной.

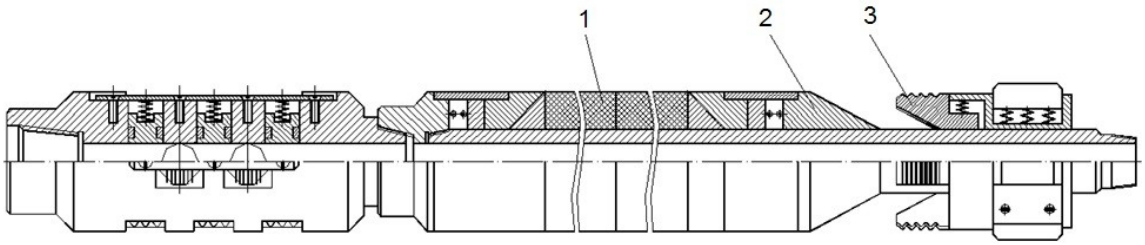

Рисунок 9 – Пакер ПРО-ЯМ: 1 – уплотнительные манжеты; 2 – конус; 3 – плашки.

Насосно-компрессорные трубы

При ГРП применяются преимущественно НКТ Seamles, которые соответствуют стандартам API Spec. 5 CT, N-80, R-2, с аттестацией по DIN 50,049/3,1B

Размер труб – $3^{1/2}$ дюйма с высаженными концами, толщина стенок 6,45 мм, внутренний диаметр 76 мм, наружный 88,9 мм, длина резьбы 60,2 мм. Также применяют отечественные трубы группы прочности Д.

2.6 Технологический процесс проведения ГРП

1. Замена арматуры

После проведения подготовительных работ и обследования скважины производят замену скважинной арматуры на специальную, способную работать при давлениях 700 и более атмосфер.

2. Спуск пакера.

Спуск пакера производится подъёмником на НКТ 73 или 89 мм с высаженными концами, с постоянным замером длины каждой трубы и регистрацией длины колонны. Проверка резьб НКТ при спуске производится резьбовым калибром, проверка качества наворота резьб производится по регистрирующему манометру гидравлического ключа. Посадка труб при спуске производится на спайдер.

Спуск пакера производится на пониженной скорости, без вращения колонны труб. Первоначально спуск пакера производится в указанный в плане работ интервал привязки, после чего глубина спуска уточняется геофизическими исследованиями. Затем пакер допускается в заданный интервал при помощи допускных патрубков, о чём должен быть оформлен соответствующий акт.

После спуска пакера производится замена жидкости глушения на жидкость разрыва.

3. Посадка пакера

После дохождения пакера до намеченного интервала производится определение высоты его посадки по формуле или по расчётной таблице из «Технологического регламента по подготовке скважин». Затем производится посадка пакера в эксплуатационной колонне. Технология посадки пакера зависит от его конструкции Результаты проведённых работ оформляются документально. По окончании посадки пакера производится сборка устьевой арматуры.

4. Опрессовка пакера

Насосный агрегат подбивается к затрубной задвижке арматуры, опрессовываются нагнетательные линии агрегата. Открываются задвижки на арматуре. В затрубном пространстве создаётся давление опрессовки эксплуатационной

колонны, герметичность пакера определяется по контролю падения давления и отсутствия излива жидкости из центральной задвижки в течении не менее 15 минут. Контроль качества опрессовки производится созданием максимально возможного давления в трубном пространстве.

Опрессовка пакера оформляется документально мастером и машинистом агрегата.

5. Подготовка жидкости разрыва и территории куста.

Подготовка жидкости разрыва начинается с завоза ёмкостей на площадку куста и установки её силами бригады КРС. Ёмкости расставляются согласно схеме расстановки оборудования, выравниваются строго горизонтально, причём все ёмкости с колёс разгружаются на домкраты.

Ёмкости затариваются жидкостью разрыва согласно плану работ или по указаниям производственного отдела. Количество затаренной жидкости определяется замером положения верхнего уровня и таблицей, соответствующей каждой ёмкости.

Результаты подготовки скважины, площадки куста для расстановки техники, жидкости разрыва сдаются мастером бригады руководителю процесса ГРП, согласно актам.

6. Расстановка техники

По окончании марша колонна спецтехники останавливается при въезде на куст и руководитель ГРП производит приёмку территории куста и скважины у мастера бригады КРС. Затем руководитель ГРП даёт задание старшему оператору по порядку въезда техники на куст и расстановке её согласно схеме, сам же в это время производит проверку количества и температуры жидкости разрыва расчётному, качество обвязки скважины, производит приём документации.

После расстановки техники, бригада ГРП под руководством старшего оператора приступает к обвязке ёмкостей и пескосмесителя. По окончании обвязки руководитель ГРП проводит инструктаж и выдаёт задание операторам пескосмесителя на загеливание жидкости разрыва. Бригада ГРП в это время производит монтаж линий высокого давления, обвязку арматуры скважины, насосных агрегатов. Руководитель ГРП занимается расчётом фактических параметров закачки и составлением наряда на производство особо опасных работ.

7. Проведение ГРП

Руководитель ГРП после проверки количества жидкости в ёмкостях производит расчёт потребного количества химреагентов. Согласно полученному расчёту операторы пескосмесителя запускают насосы в режим перемешивания жидкости в ёмкостях и начинают вводить расчётное количество химреагентов. По окончании ввода реагентов руководитель ГРП замеряет вязкость ротационным вискозиметром и принимает решение о готовности жидкости разрыва. При отклонении вязкости жидкости от расчётной, производится тестирование пробы полученной жидкости, и по результатам тестирования вводится в циркуляцию дополнительное количество химреагентов.

Параллельно процессу загеливания бригада ГРП под руководством старшего оператора производит сборку линий высокого и низкого давления, сборку датчиков, манометров и электрических соединений, обвязку трубного и затрубного пространства скважины согласно схемам, подготовку к работе станции управления, верхнего оборудования насосных агрегатов, песковоза, насосного агрегата, бойлеров и другой техники.

На следующем этапе подготовки производится подключение и проверка работоспособности контрольно-измерительных приборов. На станции управления запускаются бортовые компьютеры и процессор в режим ожидания, проверяется их работоспособность. Производится установка максимального давления на обратном клапане затрубья при помощи агрегата ЦА-320 и показаний электронного манометра (для предотвращения порыва эксплуатационной колонны в процессе ГРП, если пакер будет пропускать).

Производится заводка верхних дизелей насосных агрегатов с пульта станции управления, выход их на режим работы, прокачка воздуха из манифольдов на пескосмеситель.

Открывается трубная задвижка и производится прокачка всех линий на скважину поочерёдно каждым насосом, при этом производится проверка работоспособности всех приборов, датчиков, компьютеров, процессоров, насосов.

Закрывается трубная задвижка, все люди удаляются на безопасное расстояние и производится опрессовка нагнетательной линии поочерёдно

каждым насосом на давление не менее 700 атм. Проверяется срабатывание электронных блокировок давления, отсутствие утечек в линиях, соответствие показаний электронных и жидкостных манометров показаниям на экране компьютера. Стравливание давления производится старшим оператором в чан пескосмесителя.

После опрессовки линий, операторы пескосмесителя получают команду затворить брейкер и подготовить к работе оборудование. Руководитель ГРП производит программирование компьютера пескосмесителя, проверяет калибровку плотномера.

Загружаются шнеки пескосмесителя проппантом.

Давление в затрубном пространстве насосным агрегатом поднимается до рабочего. Открывается задвижка на скважину. Обнуляются счётчики в станции управления и на пескосмесителе.

Руководитель ГРП даёт команду оператору пульта управления на поочерёдный запуск насосных агрегатов и начинает процесс гидроразрыва в автоматическом режиме.

С начала процесса руководитель ГРП следит за показаниями датчиков на процессоре, графиками на компьютерах, контролирует давление по жидкостному манометру, расход по показаниям расходомеров каждого насоса, опрашивает операторов на всех рабочих местах по радио.

При отклонениях параметров закачки от расчётных, руководитель ГРП самостоятельно принимает решение об изменении режимов работы насосов и пескосмесителя или о переходе в работу на ручном режиме.

До начала подачи проппанта вынужденные остановки процесса допускаются на срок не более 10 минут, выше этого срока – разрыв прекратить. После начала подачи проппанта в скважину, любые остановки недопустимы.

Отсчёт продавки начинается по показаниям плотномера и контролируется на расходомере станции управления, на расходомере пескосмесителя и оператором на ёмкостях.

Непосредственный процесс гидроразрыва пласта начинается с закачивания жидкости разрыва минимальной вязкости одной насосной установкой на 2-3 режимах работы насоса. При этом замеряют давление, приёмистость и

определяют коэффициент приёмистости скважины на каждом режиме. Затем ту же жидкость разрыва закачивают несколькими насосными установками при максимально возможной производительности насосов. Определяют величину коэффициента приёмистости. Если при последнем режиме нагнетания достигается увеличение коэффициента приёмистости в 3…4 раза по сравнению с первым режимом нагнетания одной насосной установкой на низшей скорости, то делают вывод о наличии трещин в разрываемом пласте. Момент разрыва на поверхности отмечается резким увеличением расхода жидкости (поглотительной способности скважины) при одном и том же давлении на устье или резким уменьшением давления на устье при одном и том же расходе.

После установления признаков наличия трещин в разрываемом пласте имеющимися на скважине насосными установками приступают к их закреплению. После разрыва пласта, не снижая давления, в скважину закачивают жидкость-песконоситель – вязкую жидкость, смешанную с проппантом. Продавочную жидкость закачивают непосредственно за проппанто-жидкостной смесью без снижения темпов закачки. Объём продавочной жидкости должен быть равным или больше (в зависимости от длины хвостовика) объёма НКТ, на которых спущен пакер.

Для предупреждения выноса песка из трещин и образования песчаных пробок на забое после завершения продавливания песчано-жидкостной смеси в трещину устье скважины закрывают до момента снижения давления до атмосферного.

Руководитель ГРП обходит площадку куста и проверяет исправность приборов и счётчиков пескосмесителя, насосов, устья скважины, остаток проппанта, остаток жидкости разрыва, расход химреагентов. В это время компьютер станции управления записывает падение давления в скважине.

По окончании проверки, руководитель ГРП даёт команду на остановку дизелей насосных агрегатов.

По окончании записи падения давления задвижка на устье закрывается, давление из затрубного пространства стравливается, кран на затрубе закрывается.

Бригада ГРП под руководством старшего оператора приступает к демонтажу линий и откачке из линий оставшейся жидкости разрыва вакуумной

установкой. По окончании работ скважина и территория куста сдаются мастеру бригады КРС.

8. Освоение скважины после ГРП

После приёма скважины от руководителя ГРП, мастер бригады КРС выжидает указанное в акте передачи время (обычно 6…12 часов) на разгеливание жидкости разрыва. За это время производится монтаж подъёмника, расстановка стеллажей и т. п.

После разгеливания производится стравливание давления в скважине. Затем, периодически закрывая задвижку на устье скважины, производится запись кривой восстановления давления (КВД), по результатам чего подбирается скважинное оборудование для дальнейшей эксплуатации.

После ГРП нефтяные добывающие скважины осваиваются путём свабирования или компрессирования. Водонагнетательные скважины промывают до чистой воды и подключают к водоводу.

2.7 Показатели проведения ГРП на Федоровском месторождении

С 2001 года на месторождении разрабатывается пласт $ЮС_2$, запасы нефти которого являются трудноизвлекаемыми вследствие низкой проницаемости, высокой расчленённости и неоднородности продуктивных коллекторов. В таких условиях рентабельная разработка пласта возможна только за счёт массового проведения ГРП в добывающих и нагнетательных скважинах.

За период 2018-2019 года общее число проведённых ГРП на объекте $ЮС_2$ составило 353, суммарная дополнительная добыча составила 1096 тыс. т. нефти. На добывающих скважинах проведено 256 ГРП, на нагнетательных скважинах (в т.ч. в скважинах, находившихся в отработке на нефть и переведенных в систему ППД) – 97 скважино-операций ГРП (таблица 2).

Таблица 2 – Распределение ГРП по категориям скважин

Фонд скважин	Число ГРП
Добывающие	256
в том числе	
эксплуатационные	142
из бурения и при переводе с других объектов	102
боковой ствол	12
Нагнетательные	97
Итого	353

В таблице 3 приведена дополнительная добыча и удельная эффективность ГРП на добывающих скважинах. Суммарная дополнительная добыча нефти за счет ГРП составила 1096 тыс. т при средней удельной эффективности 4,3 тыс.т/скв.-опер, в т. ч:

- по эксплуатационному фонду – 525,4 тыс.т или 3,7 тыс.т/скв.;
- по ННС из бурения и при переводе – 520,2 тыс.т или 5,1 тыс.т/скв.;
- при зарезки второго ствола – 50,4 тыс.т или 4,2 т/скв.

Таблица 3 – Дополнительная добыча и удельная эффективность ГРП

Категория скважин	Дополнительная добыча, тыс. т.	Удельная эффективность, тыс. т./скв.-опер
Эксплуатационные	525,4	3,7
ННС из бурения и при переводе	520,2	5,1
При зарезке второго ствола	50,4	4,2
Итого	1096	4,3

На рисунках 10, 11 приведены усреднённые показатели работы скважин до и после ГРП.

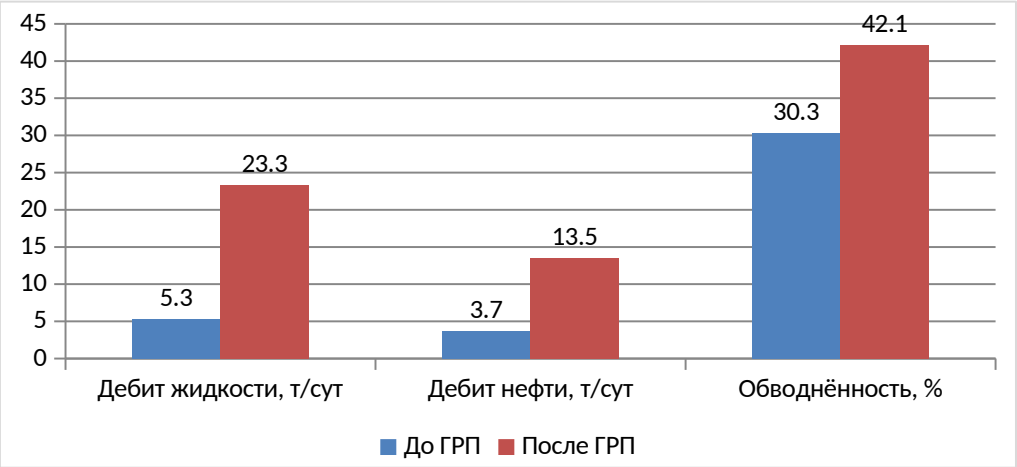

Рисунок 10 – Средние дебиты жидкости, нефти и обводнённость до и после ГРП.

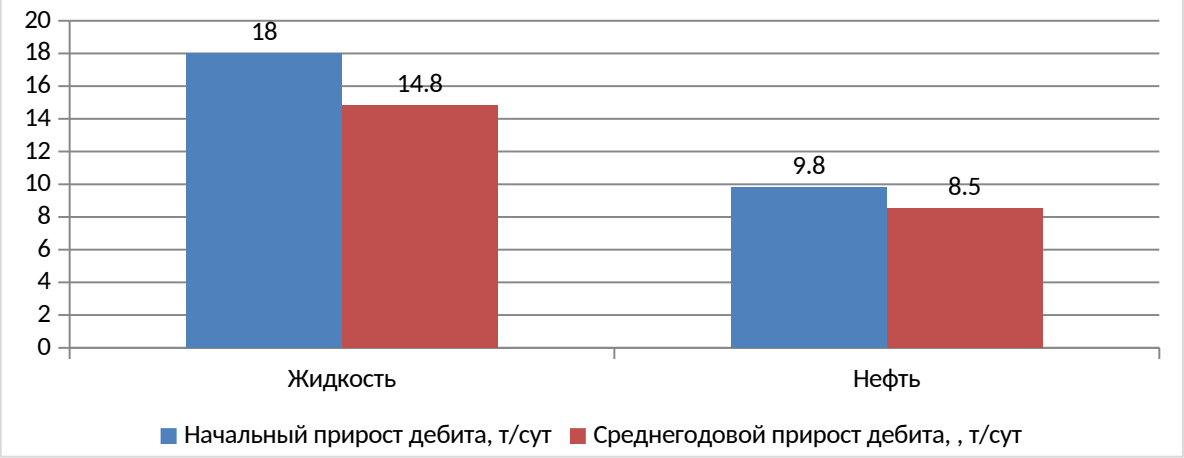

Рисунок 11 – Начальный и среднегодовой прирост дебита после ГРП.

В целом по скважинам эксплуатационного фонда начальные приросты дебитов жидкости и нефти после ГРП составили 18,0 и 9,8 т/сут соответственно, среднегодовые показатели составили 14,8 и 8,5 т/сут соответственно.

Для эксплуатационных скважин установлено следующее:

− рост дебита жидкости после ГРП с увеличением массы проппанта;

− рост обводненности после ГРП с наращиванием массы проппанта и удельной массы проппанта, что связано с прорывом трещины ГРП в зону влияния нагнетательных скважин либо, на скважинах, расположенных в краевых зонах, подтягиванием пластовых вод. Для уменьшения риска прорыва трещины в водонасыщенную часть пласта, масса проппанта на 1 метр эффективной мощности пласта не должна превышать 1,5 т.

− оптимальная мощность пласта в интервале ГРП составляет 6…10 м.

Через 5-8 месяцев работы дебит скважин по нефти и жидкости заметно уменьшается, обводнённость увеличивается. Падение дебита по нефти в течение может составлять до двух и более раз. При этом падение дебита скважин по жидкости меньше, чем падение по нефти – за счёт увеличения обводнённости. В последующем падение дебита скважин незначительно, он фактически стабилизируется на уровне примерно 50…60 % от первоначального после ГРП. Такое падение дебита жидкости следует считать естественным и неизбежным, оно объясняется снижением пластового давления в окрестности добывающей скважины после ГРП.

Вместе с тем, для 12…15% скважин наблюдается значительное падение дебита жидкости (в 10…15 раз и более), явно связанные с уменьшением коэффициента продуктивности. Причинами этого явления могут быть:

− отложение солей в трещине;

− вынос проппанта из трещины;

− проникновение трещины в водонасыщенную зону.

Такие скважины следует подвергать повторному ГРП.

Успешность проведённых ГРП составила 78,5%. Причины низкой технологической эффективности части проведённых ГРП обусловлена в первую очередь высокой начальной обводнённостью скважины, прорывом трещины в водонасыщенную часть пласта.

2.8 Технология проведения многозонного ГРП в горизонтальных скважинах

Для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в настоящее время является бурение скважин с горизонтальным окончанием. В этом случае горизонтальная скважина проводит вдоль пласта и даже при его малой нефтенасыщенной толщине имеет большую зону дренирования.

Для горизонтальных скважин применяется многозонный ГРП (МГРП), который проводится сразу после бурения скважины. Его сущность заключается в том, что в пласте создаются вертикальные трещины на нескольких интервалах, расположенных вдоль горизонтального ствола. Многозонный гидравлический разрыв пласта позволяет подключить в разработку разнопродуктивные пропластки на всей длине горизонтального ствола.

Целью бурения горизонтальных стволов с последующим МГРП является: интенсификация разработки трудноизвлекаемых запасов; увеличение охвата пластов выработкой и коэффициента извлечения нефти; возможность изоляции обводненных интервалов.

Конструкция скважины с горизонтальным стволом показана на рисунке 12. Длина горизонтального ствола изменяется от 300 до 1500 м.

Технология многозонного ГРП (рисунок 13):

− в необсаженный горизонтальный ствол (Ø124-156 мм) скважины на колонне труб (Ø89 мм или Ø114 мм) спускаются пакеры и разделяют продуктивный пласт на интервалы циркуляционными клапанами, расположенными между каждым комплектом пакеров, длина интервалов (расстояние между пакерами) составляет 150…300 м;

− в скважину закачивается жидкость разрыва, под давлением которой в пласте образуются вертикальные трещины разрыва;

− затем закачивается жидкость-песконоситель с проппантом, в конце цикла закачки проппанта в колонну труб сбрасывается шар, который открывает

очередной циркуляционный клапан и отсекает интервал с уже выполненным гидроразрывом.

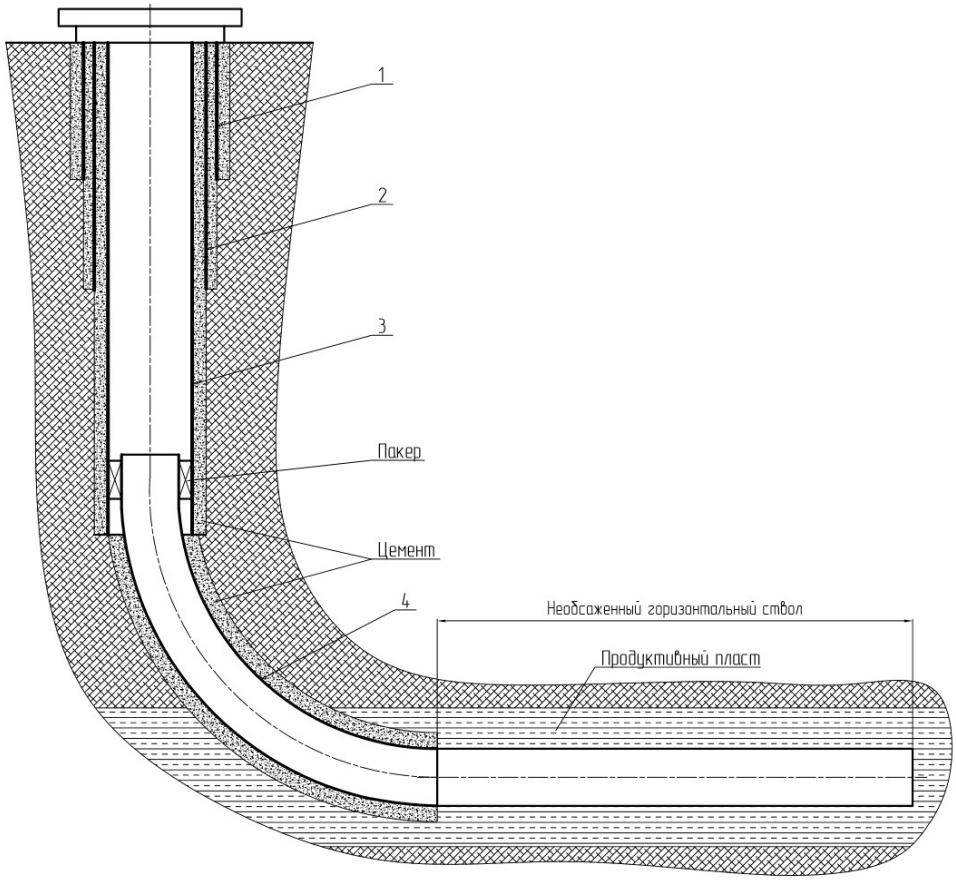

Рисунок 12 – Конструкция скважины с горизонтальным окончанием: 1 – направление; 2 – кондуктор; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – хвостовик.

Таким образом, в процессе закачки циркуляционные клапаны последовательно раскрываются сбрасыванием шаров разного диаметра и отсекают интервалы после проведения в них ГРП. В результате, весь эксплуатационный участок ствола охватывается ГРП в ходе одной закачки.

Большое число трещин разрыва, которые образуются при многозонном ГРП, обеспечивают интенсивный приток жидкости из зоны дренирования и высокую производительность скважины. Кроме того, данная технология обеспечивает упрощенное заканчивание скважины: для изоляции продуктивного интервала не требуется цементировать и перфорировать хвостовик, а также устанавливать цементные мосты.

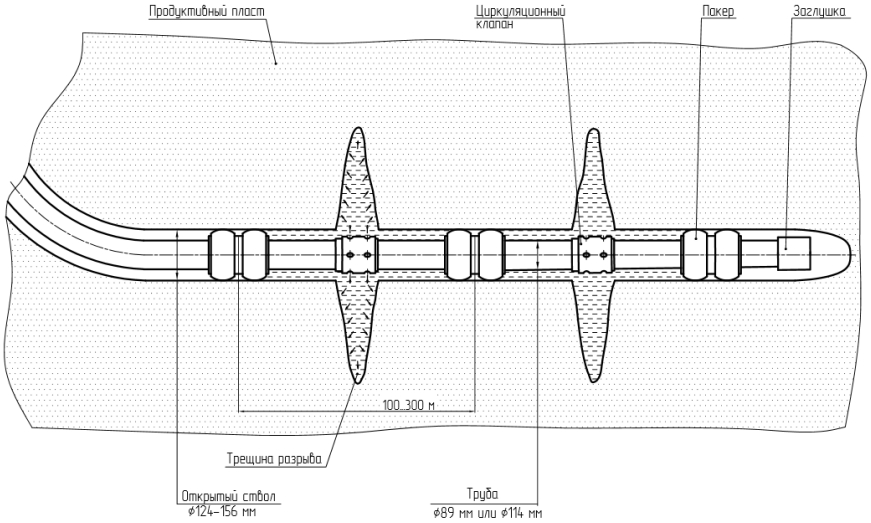

Рисунок 13 – Схема проведения многозонного ГРП в горизонтальной скважине.

Конструкция оборудования для ПГРП.

Пакеры.

В качестве пакеров, разделяющих горизонтальный ствол на интервалы, применяются разбухающие пакеры производства компании Шлюмберже. Разбухающий пакер выполнен из полимера, который разбухает при погружении в скважинную жидкость (воду, углеводороды или их смесь). Жидкость проникает в резину посредством процесса диффузии. Объём резины увеличивается пропорционально проникающей в неё жидкости. Время и объём разбухания резины может регулироваться. Внешний вид разбухающего пакера показан на рисунке 14.



Рисунок 14 – Разбухающий пакер

Циркуляционные клапаны.

Циркуляционные клапаны (ЦК) служат для открытия отверстий в эксплуатационной колонне для прохода жидкости разрыва при проведении МГРП. На месторождении применяются циркуляционные клапаны однократного действия, открывающиеся шаром. Для открытия клапана в колонну сбрасывается шар из полимерного материала определённого диаметра.

Конструкция и работа циркуляционного клапана приведена на рисунке 15. Шар сбрасывают после проведения МГРП на очередном участке – шар отсекает этот участок с выполненным МГРП и открывает ЦК для проведения гидроразрыва на текущем интервале.



Рисунок 15 – Конструкция и работа циркуляционных клапанов.

Последовательность проведения многозонного ГРП на интервалах с использованием ЦК и шаров приведена на рисунке 16. Шар ударяется о седло заглушки второго циркуляционного клапана, открывая отверстие и перекрывает предыдущий интервал. Производится ГРП, при продавке проппанта бросается следующий шар, большего диаметра и операция повторяется.

После выполнения МГРП на всех интервалах посадочные седла и

сброшенные шары разбуриваются фрезом, который спускается на гибкой колонне насосных труб. Скважина промывается и осваивается газлифтным способом с использованием азота.

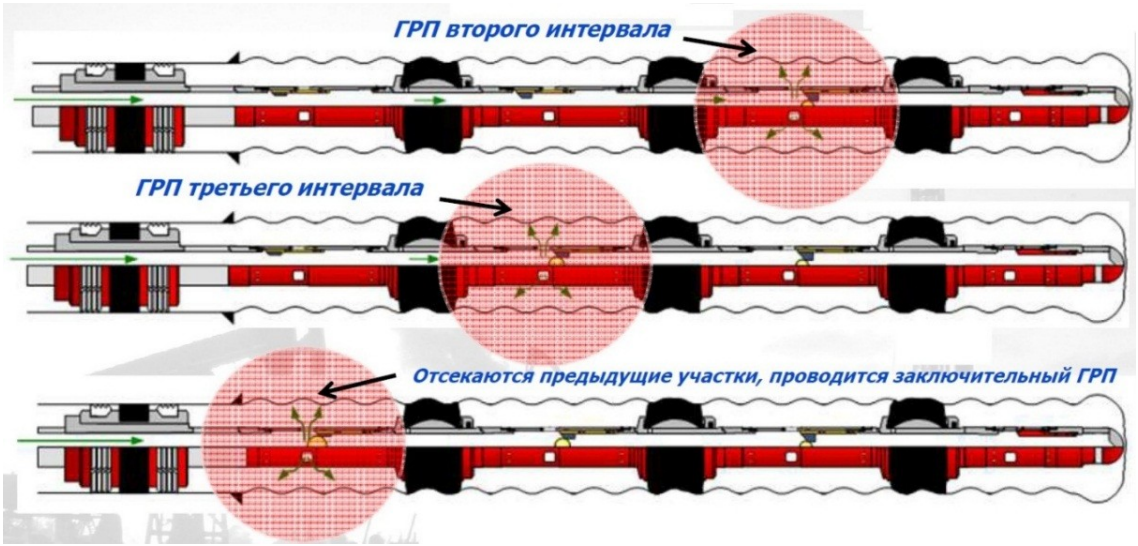

Рисунок 16 – Последовательность проведения МГРП на втором и последующих интервалах с использованием ЦК и шаров

Параметры горизонтальных скважин с МГРП на Федоровском месторождении приведены в таблице 4.

Таблица 4 − Параметры горизонтальных скважин с МГРП

Параметр	Интервал	Средневзвешенное значение
Глубина скважины, м	2100…2650	2350
Протяжённость горизонтального ствола, м	300…1500	840
Число стадий ГРП на горизонтальном участке	2…18	8
Объём закачки проппанта, т	30…310	85
Полудлина трещин разрыва, м	130…200	143
Ширина трещин разрыва, м	3..5	4
Начальный дебит (средний за полный месяц работы после МГРП), т/сут	60…210	76

Таким образом, многозонный гидроразрыв в горизонтальных скважинах является эффективной технологией для низкопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами:

− позволяет повысить продуктивность вновь вводимых горизонтальных скважин;

− позволяет селективно интенсифицировать участки горизонтального ствола скважины, что, в конечном счете, окажет положительное влияние на коэффициент охвата и КИН;

− сокращает проектный фонд скважин.

В среднем начальный дебит горизонтальных скважин с МГРП в три раза превышает дебит наклонно-направленных скважин с ГРП, находящихся в сравнимых горно-геологических условиях.

2.9 Расчёт параметров ГРП

Проведём расчёт основных технологических параметров проведения ГРП для скважины Федоровского месторождения.

Выбранная скважин отвечает основным критерием для проведения ГРП:

− скважина технически исправна, состояние цементного камня в интервале перфорации ±20 м хорошее;

− обводнённость продукции скважины менее 40%;

− обводнённость окружающих скважин не более 70%;

− большая мощность пласта и начальная нефтенасыщенность коллекторов в интервале гидроразрыва;

− угол отклонения ствола скважины от вертикали в интервале пласта не более 10 градусов;

− интервал перфорации не превышает 25 м;

− удаление от ближайших нагнетательных скважин более 400 м.

Исходные данные

Глубина скважины	$H_з$ = 2850 м
Диаметр эксплуатационной колонны	D = 146 мм
Интервал перфорации	ИП = 2789-2812 м
Мощность пласта	h = 12 м
Пластовое давление	$P_{пл}$ = 26 МПа
Пластовая температура	$t_{пл}$ = 75˚С
Текущий дебит по жидкости	Q = 18 $м^3$/сут
Проницаемость пласта	k = 0,024 $мкм^2$
Пористость пласта	m = 0,18
Максимальные расход жидкости при ГРП	$Q_п$ = 1240 $м^3$/сут
Обводнённость скважинной продукции	$n_в$ = 0,36
Дебит скважины до ГРП	Q_0=18 $м^3$/сут

Для проведения процесса в скважину спускается НКТ диаметром d = 89 мм на глубину 2490 м с пакером.

Определим среднюю глубину интервала перфорации:

$$H_п = ИП/2 \quad (1)$$

где ИП – интервал перфорации

$$H_п = (2789+2819)/2 = 2800 \text{ м}$$

Определим давление на забое скважины при замере приёмистости, приняв гидравлическое сопротивление колонны НКТ ΔР = 0,02 МПа/100 м

$$P_0 = P_у + \rho \cdot g \cdot H_п - 0{,}01 \cdot H_п \cdot \Delta P, \quad (2)$$

где $P_у$ – давление на устье скважины, МПа

ρ – плотность воды, кг/м^3

g – ускорение свободного падения, м/с^2

$H_п$ – глубина скважины, м

ΔР – гидравлическое сопротивление 100 м НКТ

$$P_0 = 20 + 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 2800 - 0{,}01 \cdot 2800 \cdot 0{,}02 = 47{,}5 \text{ МПа}$$

Определим начальный коэффициент приёмистости скважины

$$K_0 = \frac{q_0}{P_0 - P_{пл}} \quad (3)$$

где q_0 – приёмистость скважины до ГРП, м^3/сут;

P_0 – забойное давление, МПа;

$P_{пл}$ – пластовое давление, МПа.

$$K_0 = \frac{140}{47{,}5 - 26{,}0} = 6{,}5 \text{ м}^3/(\text{сут}\cdot\text{МПа})$$

Определим значение параметра А по эмпирической формуле:

$$A = tg\beta = 13650/(10P_0)^{-1{,}235} \quad (4)$$

где P_0 – забойное давление, МПа

$$A = 13650/(10 \cdot 47{,}5)^{-1{,}235} = 6{,}75$$

Определим забойное давление во время проведения ГРП, приняв четырёхкратное увеличение приёмистости после ГРП

$$P = P_0 + \frac{\eta}{A} \cdot K_0 \qquad (5)$$

где P_0 – начальное забойное давление, МПа;

η – кратность увеличения приёмистости;

A – эмпирический параметр;

K_0 – коэффициент начальной приёмистости, $м^3/(сут \cdot МПа)$.

$$P = 47,5 + \frac{4}{6,75} \cdot 6,5 = 51,4 \text{ МПа}$$

Ожидаемое максимальное давление принимается на 6% больше

$$P_{мах} = 1,06 \cdot 51,4 = 54,4 \text{ МПа}$$

Определим максимальный расход жидкости для ГРП, приняв A_q =6,7 при вязкости жидкости μ = 40 мПа·с

$$Q_м = A_q \cdot K_0 \cdot (P_{мах} - P_{пл}) \qquad (6)$$

где A_q – принимаемый параметр

K_0 – коэффициент продуктивности, $м^3/(сут \cdot МПа)$

$P_{мах}$ – максимальное забойное давление, МПа

$P_{пл}$ –пластовое давление, МПа

$$Q_м = 6,7 \cdot 6,5 \cdot (54,4 - 26) = 1240 \text{ } м^3/сут$$

Определим давление на нагнетании насосных агрегатов в процессе нагнетания жидкостей:

$$P_у = P_{мах} - P_{ст} + P_{гс} \qquad (7)$$

где $P_{мах}$ – максимальное забойное давление, МПа;

$P_{ст}$ – давление столба жидкости в скважине, МПа;

$P_{гс}$ – гидравлическое сопротивление трубопроводов, МПа.

Давление столба жидкости:

$$P_{ст} = \rho \cdot g \cdot H_п \qquad (8)$$

где ρ – плотность воды, $кг/м^3$;

g – ускорение свободного падения, $м/с^2$;

$H_п$ – глубина скважины, м.

$$P_{ст} = 1000 \cdot 9{,}81 \cdot 2800 \cdot 10^{-6} = 27{,}5 \text{ МПа}$$

Гидравлическое сопротивление колонны НКТ :

$$P_{нкт} = 0{,}01 H_т \cdot (6{,}02 \cdot 10^5 \rho^{0{,}75} (Q_м/1440)^{1{,}75} \cdot \mu^{0{,}25}) / (d - 2\delta)^{4{,}75} \quad (9)$$

где $H_т$ – глубина спуска колонны НКТ, м

ρ – плотность воды, кг/м^3;

Q_v - максимальный расход жидкости для ГРП, м^3/сут;

μ – вязкость жидкости, мПа·с;

d – диаметр НКТ, мм;

δ – толщина стенки НКТ, мм.

$$P_{нкт} = 0{,}01 \cdot 2500 \cdot (6{,}02 \cdot 10^5 \cdot 1000^{0{,}75} (1240/1440)^{1{,}75} \cdot 40^{0{,}25}) / (89 - 2 \cdot 6)^{4{,}75} = 5{,}6 \text{ МПа}$$

Гидравлическое сопротивление эксплуатационной колонны:

$$P_{эк} = 0{,}01(H_п - Нт) \cdot (6{,}02 \cdot 10^5 \rho^{0{,}75} (Q_м/1440)^{1{,}75} \cdot \mu^{0{,}25}) / (D - 2\delta_г)^{4{,}75} \quad (10)$$

где $H_п$ − глубина скважины, м;

$H_т$ – глубина спуска колонны НКТ, м;

ρ – плотность воды, кг/м^3;

Q_v − максимальный расход жидкости для ГРП, м^3/сут;

μ – вязкость жидкости, мПа·с;

D – диаметр ЭК, мм;

δ – толщина стенки ЭК, мм.

$$P_{эк} = 0{,}01 \cdot (2800\text{-}2500) \cdot (6{,}02 \cdot 10^5 \cdot 1000^{0{,}75} (1240/1440)^{1{,}75} \cdot 40^{0{,}25}) / (146 - 2 \cdot 10)^{4{,}75}$$

$$= 0{,}07 \text{ МПа}$$

Всего гидравлическое сопротивление:

$$P_{гс} = 5{,}6 + 0{,}07 = 5{,}67 \text{ МПа}$$

Таким образом давление на нагнетании насосных агрегатов составит:

$$P_у = 54.4 – 27{,}5 + 5{,}67 = 32{,}57 \text{ МПа}$$

Определим полудлину двухсторонней вертикальной трещины по эмпирической формуле:

$$L = 143 \cdot (k \cdot 10^3)^{-0{,}27} \quad (11)$$

где k – проницаемость пласта, мкм^2

$$L = 143\cdot(0{,}024\cdot10^3)^{-0{,}27} = 60{,}6 \text{ м}$$

Определим поверхность фильтрации двух полудлин:

$$S = 2\cdot L\cdot h \quad (12)$$

где L − полудлина двухсторонней вертикальной трещины, м;

h – толщина пласта, подвергнувшемуся гидроразрыву, м.

$$S = 2\cdot60{,}6\cdot12 = 1455 \text{ м}^2$$

Определим удельное распределение пропанта по эмпирической формуле

$$m_п = 10 + 40(m - 0{,}08) \quad (13)$$

где m – пористость породы, доли ед.

$$m_п = 10 + 40(0{,}17 - 0{,}09) = 14{,}2 \text{ кг/м}^2$$

Определим необходимую массу пропанта:

$$M_п = (S \cdot m_п)/1000 \quad (14)$$

где S − поверхность фильтрации двух полудлин, м^2;

$m_п$ − удельное распределение пропанта, кг/м^2

$$M_п = (1455 \cdot 14{,}2)/1000 = 20{,}7 \text{ т.}$$

Определим концентрацию песка в жидкости песконосителе:

$$C_п = 6{,}27\cdot\mu^{0{,}73} \quad (15)$$

где μ − вязкость жидкости песконосителя,мПа·с.

$$C_п = 6{,}27\cdot40^{0{,}73} = 92{,}6 \text{ кг/м}^3$$

Определим объём жидкости песконосителя:

$$V_{жп} = 10^3\cdot M_п/C_п \quad (16)$$

где $M_п$ – масса песка, т;

$C_п$ − концентрация песка в жидкости песконосителе, кг/м^3

$$V_{жп} = 10^3\cdot 20{,}7/92{,}6 = 223 \text{ м}^3$$

Объём буферной жидкости находим по условию:

$$V_{бж} = 0{,}3\cdot V_{жп} \quad (17)$$

$$V_{бж} = 0{,}3\cdot 223 = 67 \text{ м}^3$$

Определим объём продавочной жидкости:

$$V_{пж} = 0{,}785(H_т \cdot d^2 + (H_п - H_т) \cdot D^2) \quad (18)$$

где $H_т$ – глубина спуска колонны НКТ, м;

d – диаметр НКТ, м;

$H_п$ – глубина скважины, м;

D – диаметр эксплуатационной колонны, м

$$V_{пж} = 0{,}785(2500 \cdot 0{,}077^2 + (2800 - 2500) \cdot 0{,}146^2) = 16{,}6 \text{ м}^3$$

Определим размеры трещины по методике Ю.П. Желтова. Определим величину бокового горного давления:

$$P_{гб} = \frac{\gamma}{(1 - \gamma) \cdot H \cdot \rho \cdot g \cdot 10^{-6}} \quad (19)$$

где ν – коэффициент Пуассона;

H – глубина залегания пласта, м;

P – плотность горной породы, кг/м^3;

G – ускорение свободного падения, м/с^2

$$P_{гб} = \frac{0{,}25}{(1 - 0{,}25) \cdot 2800 \cdot 2600 \cdot 9{,}81 \cdot 10^{-6}} = 23{,}8 \text{ МПа}$$

Определим полудлину одного крыла вертикальной трещины:

$$L = \left(\frac{V \cdot q \cdot \mu}{2\pi^2 \cdot h^2 \cdot m \cdot \kappa \cdot P_{гб}} \right)^{0{,}5} \quad (20)$$

где $V_{жп}$ – объём жидкости песконосителя, м^3;

q – темп закачки жидкостей, м^3/с;

μ − вязкость жидкости песконосителя, мПа·с;

k – проницаемость породы, м^2;

h – мощность пласта, м;

m – пористость породы, доли ед;

$P_{гб}$ − величина бокового горного давления, МПа

$$L = \left(\frac{223 \cdot 0,0289 \cdot 0,04}{2 \cdot 3,14^2 \cdot 12^2 \cdot 0,18 \cdot 0,024 \cdot 10^{-12} \cdot 23,8 \cdot 10^6} \right)^{0,5} = 29,7 \text{ м}$$

Определим ширину трещины

$$\omega = \frac{4(1-\gamma) \cdot (1+\gamma) \cdot (\Delta P - P_{гб}) \cdot L}{3 \cdot E}, \quad (21)$$

где ν – коэффициент Пуассона для горной породы;

ΔР – разность давлений между забойным и пластовым в момент разрыва пласта, МПа;

$P_{гб}$ − величина бокового горного давления, МПа;

L – длина трещины, м;

Е – модуль Юнга для горной породы, МПа.

$$\omega = \frac{4(1 - 0,25) \cdot (1 + 0,25) \cdot (28,4 - 23,8) \cdot 29,7}{3 \cdot 10^4} = 0,17 \text{ м}$$

Определим необходимое число насосных агрегатов:

$$n = Q/q \quad (22)$$

где Q – темп закачки жидкости, $м^3$/мин.

q – производительность одного агрегата, $м^3$/мин.

$$n = 1,734/0,619 + 1 = 4 \text{ ед.}$$

Определим время проведения ГРП:

$$t = (V_{жр} + V_{бж} + V_{жп} + V_{пр})/Q \quad (23)$$

где $V_{жр}$ – объём жидкости разрыва, $м^3$;

$V_{бж}$ – объём буферной жидкости, $м^3$;

$V_{жп}$ − объём жидкости песконосителя, $м^3$;

$V_{пр}$ − объём продавочной жидкости, $м^3$;

Q − темп закачки жидкости, $м^3$/мин.

$$t = (30 + 67 + 223 + 16,6)/1,734 = 194 \text{ мин.} = 3,24 \text{ часа}$$

Определим коэффициент прироста добычи нефти:

$$\varphi = \frac{\lg \frac{R}{r}}{\lg \frac{R}{0,25 \cdot L}} \quad (24)$$

где R – радиус контура скважины, м;

r – радиус скважины, м;

L – длина трещины, м

$$\varphi = \frac{\lg \frac{250}{0,1}}{\lg \frac{250}{0,25 \cdot 29,7}} = 2,226$$

Определим дебит скважины после ГРП:

$$Q = Q_0 \cdot \varphi \quad (25)$$

где Q_0 – дебит скважины до ГРП, $м^3$/сут;

Ф − коэффициент прироста добычи нефти

$$Q=18 \cdot 2,226=40,1 \text{ м}^3\text{/сут.}$$

Дебит нефти до ГРП при обводнённости 36% и плотности нефти 0,84 $т/м^3$:

$$Q_1=18 \cdot 0,36 \cdot 0,84=5,4 \text{ т/сут}$$

Дебит нефти после ГРП при обводнённости 36% и плотности нефти 0,84 $т/м^3$:

$$Q_1=40,1 \cdot 0,36 \cdot 0,84=12,1 \text{ т/сут}$$

Прирост суточной добычи нефти за счёт проведения ГРП:

$$\Delta Q=12,1-5,4=6,7 \text{ т/сут}$$

3 ОХРАНА ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

3.1 Охрана труда и техника безопасности при проведении ГРП

Гидроразрыв пласта сложная и опасная работа, которая проводится специализированным подразделением, оснащённым необходимым оборудованием и инструментом. Порядок и технология проведения процесса определяется планом, который согласуется со всеми службами специализированной организации и утверждается главным инженером предприятия.

Во время проверки состояния куста на стадии планирования ГРП составляется схема расстановки емкостей ГРП. При определении места установки емкостей должны соблюдаться следующие расстояния:

− не менее 25 метров между устьем скважины и емкостями ГРП;

− расстояние между трансформаторными подстанциями, балками и т.п. и емкостями должно быть не менее высоты емкости плюс 2 метра;

− не менее 5 метров между кабельными эстакадами и емкостями.

Емкости ГРП должны устанавливаться в соответствии со схемой для обеспечения возможности расстановки оборудования ГРП на кустовой площадке в соответствии с установленными требованиями.

Все емкости ГРП должны быть оборудованы:

− лестницами;

− ограждениями;

− точкой для крепления ремня безопасности наверху;

− постоянными загрузочными тросами;

− заземляющими приспособлениями;

− заглушками задвижек;

− не образующими искр механическими указателями уровня жидкости.

Перед расстановкой оборудования на кустовой площадке мастер по ГРП обязан ознакомиться с кустовой площадкой и проверить наличие на нем ям, якорей, оттяжек, электрических проводов, лежащих на земле кабелей и прочего

оборудования или предметов, представляющих опасность. Если требуется, препятствия и оборудование необходимо удалить, засыпать или обозначить. Подъемный агрегат КРС должен быть демонтирован и убран со скважины, на которой проводится ГРП. Совместно с мастером по ГРП, бригадир обязан определить направление ветра и производить расстановку оборудования на кустовой площадке с его учетом.

На въезде на кустовую площадку должны быть установлены предупреждающие знаки. На знаках должны быть нанесены следующие надписи:

− «посторонним вход запрещён»;

− «зона высокого давления, не приближаться»;

− «огнеопасно, курение и применение открытого огня запрещено».

При расстановке оборудования на кустовой площадке не разрешается блокировать въезд и выезд. На случай аварии или несчастного случая мастером по ГРП при проведении инструктажа перед началом работ должен указываться маршрут для аварийного покидания куста площадки.

При въезде оборудования на кустовую площадку допускается одновременное движение только одного транспортного средства, расстановка оборудования производится в соответствии с указаниями руководителя работ (мастера по ГРП).

При расстановке оборудования ГРП на кустовой площадке должны соблюдаться следующие расстояния:

− 3…4 метра между смесителем и емкостью ГРП;

− не менее 20 метров между смесителем и устьем скважины. Указанное расстояние может быть увеличено, однако такое увеличение не должно значительно превышать длину комплекта труб нагнетательной линии, которыми оборудован автомобиль для перевозки элементов нагнетательной линии.

− не менее 20 метров между смесителем и устьем скважины. Указанное расстояние может быть увеличено, однако такое увеличение не должно значительно превышать длину комплекта труб нагнетательной линии, которыми

оборудован автомобиль для перевозки элементов нагнетательной линии.

− не менее 10 метров между устьем скважины и ближайшими насосными установками;

− не менее одного метра между насосными установками;

− не менее 1 метра между смесителем и ближайшей насосной установкой;

− не менее 10 метров между устьем скважины и насосной установкой.

− компьютерный центр управления должен устанавливаться перед насосными установками по направлению ветра;

− кабины установок должны располагаться в сторону от устья скважины.

Сборка нагнетательной линии

В качестве элементов основной нагнетательной линии ГРП допускается использовать только компоненты, специально предназначенные и/или утвержденные для этой цели. Согласно программе по ГРП, рабочее давление элементов нагнетательных линий должно быть не менее 1000 атм.

В основной нагнетательной линии должны иметься угольники в количестве, обеспечивающем движение линии во всех требуемых направлениях. Во всех случаях на каждом конце линии должен иметься компенсатор движения, состоящий из двух двухшарнирных угольников, соединенных 4-футовой трубой.

В нагнетательной линии каждого насосного агрегата должно иметься достаточное количество угольников для обеспечения возможности ее движения во всех требуемых направлениях.

Каждый насос должен быть подсоединен к нагнетательной линии через один обратный клапан, устанавливаемый на нагнетательную линию. Кроме того, между манифольдом и всеми насосными установками должен быть установлен один обратный клапан.

В составе нагнетательной линии должна быть одна отсекающая задвижка, подбитая на устье скважины. Кроме того, на устье скважины должна быть установлена задвижка на затрубное пространство.

При раздельной закачке жидкостей разных типов дополнительная

нагнетательная линия должна подсоединяться между манифольдом и обратным клапаном основной линии. Кроме того, дополнительная нагнетательная линия должна быть оборудована отсекающей задвижкой, стравливающей задвижкой и обратным клапаном. Стравливающая задвижка должна устанавливаться между отсекающей задвижкой и обратным клапаном, при этом отсекающая задвижка должна быть первой от основной нагнетательной линии.

Приборы для записи давления должны быть расположены настолько далеко, насколько это практично, от устья скважины и нагнетательных линий.

Перед началом процесса ГРП:

− весь персонал, не участвующий в процессе, должен быть удален в указанную безопасную зону;

− находиться в кабинах во время ГРП не разрешается.

Перед началом ГРП обязателен подсчет числа оборотов, требуемых для открытия всех задвижек штурвального типа, установленных на устье скважины. Перед началом закачки необходимо убедиться, что все используемые задвижки устья скважины открыты.

Во избежание возникновения гидравлического удара и резкого роста давления в линиях, насосы в начале закачки должны работать на минимально-допустимых оборотах до получения указания мастера по ГРП увеличить обороты.

В процессе проведения ГРП пересечение линий высокого давления не разрешается.

При переключении емкостей всасывающие шланги должны быть заполнены, а задвижки на полной емкости открыты до того, как закрыты задвижки на пустой емкости.

Гидроразрыв скважин производится с обязательной установкой на устье скважины и наземной линии отсекающих задвижек высокого давления, входящих в комплект оборудования ГРП. При подбивке наземной линии необходимо убедиться в герметичности скважины.

При перерывах в работе независимо от их продолжительности не раз-

решается оставлять устье скважины незагерметизированным.

При возникновении газонефтеводопроявления все операторы по ГРП присутствующие на кустовой площадке и принимающие непосредственное участие в процессе работы выполняют все указания мастера по ГРП. Первый, заметивший газонефтеводопроявления, немедленно оповещает всех членов бригады сигналом «выброс».

Во всех случаях, при появлении признаков газонефтеводопроявлений, мастер по ГРП обязан принять немедленные меры по герметизации устья, установить наблюдение за давлением в скважине, сообщить о случившемся дежурному технологу, установить дежурство у телефона (рации).

3.2 Промышленная безопасность

Рабочие бригады ГРП обязаны:

− знать и соблюдать действующие на объектах нефтегазодобычи требования пожарной и газовой безопасности;

−выполнять все противопожарные мероприятия, предусмотренные инструк-циями по рабочему месту, наряд-заданием;

− курить только в специально оборудованных местах, отмеченных соответствующим указательным знаком или табличкой с надписью «Место для курения».

В целях обеспечения взрывопожаробезопасности в зоне обслуживания запрещается:

− отогревать замерзшее оборудование, арматуру, трубопроводы открытым огнем (костром, паяльной лампой и т.п.); для этих целей необходимо использовать пар или горячую воду;

− пользоваться открытым огнем (факелом, спичками) для освещения рабочих мест; для этих целей необходимо использовать только фонари во взрывозащищенном исполнении;

− разбрасывать по территории обслуживаемых объектов и в производственных помещениях промасленный материал (ветошь);

− допускать замазученность территории, помещений и рабочего места;

− загромождать в зоне обслуживания подъезды и подходы к средствам пожаротушения;

− оставлять неубранными разливы нефти и нефтепродуктов.

Технологические режимы ведения работ и конструктивное исполнение агрегатов и установок должны исключить возможность образования взрывопожароопасных смесей внутри аппаратов и трубопроводов. Выхлопные трубы передвижных установок должны быть оборудованы искрогасителями.

4 ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

4.1 Охрана недр

Мероприятия по охране недр должны свести к минимуму отрицательное воздействие, как на разрабатываемые залежи, так и на продуктивные пласты или залежи, не вовлеченные в разработку. Для выполнения этого должны быть соблюдены следующие основные условия:

− применение технологии бурения, обеспечивающей предупреждение выбросов, поглощений, обвалов и других аварийных ситуаций;

− вскрытие продуктивных интервалов с применением промывочных жидкостей, обеспечивающих минимально возможное загрязнение призабойной зоны;

− выбор конструкции скважин, обеспечивающей безаварийную и эффективную эксплуатацию;

− обеспечение надежной изоляции всех нефтегазоводопроявляющих (поглощающих) интервалов и герметизации заколонного пространства для предотвращения неконтролируемых заколонных перетоков флюидов;

− выбор способа вторичного вскрытия, обеспечивающего максимальную продуктивность залежи и сохранность технического состояния скважин;

− проведение комплекса исследований (геолого-технических, геофизических, гидродинамических) для качественной и безаварийной проводки скважины и получения полного и достоверного объема информации о свойствах объектов разработки, пластовых флюидов, пластовых условиях.

Основной объём загрязнений недр происходит вследствие нарушения технического состояния скважин. Добывающие скважины рассчитаны на длительный срок эксплуатации. Нарушение герметичности эксплуатационных колонн может привести к образованию грифонов, межпластовых перетоков и открытому фонтанированию. На случай аварийного состояния коллекторов в групповых замерных установках предусматривается устройство автоматической блокировки скважин.

Также, причиной потери герметичности обсадных колонн может быть электрохимическая коррозия наружной поверхности труб. Защита промыслового оборудования от коррозии проводится с использованием ингибиторов коррозии, применением оборудования из коррозионностойких сталей и защитных металлических и неметаллических покрытий. Для предотвращения коррозионного разрушения применяется цементирование колонн до устья скважин.

В процессе эксплуатации скважин приповерхностная зона ствола скважин подвержена максимальным нагрузкам на верхние секции эксплуатационных колонн и интенсивным температурным напряжениям, ухудшающим условия крепления ствола скважин и герметичность обсадных колонн.

В целях охраны недр при эксплуатации скважин контроль за условиями крепления ствола скважин и герметичностью обсадных колонн проводится на уровне обязательных технологических решений, выполняемых нефтедобывающим управлением. При необходимости ликвидации скважин выполняются изоляционно-ликвидационные работы. Своевременное выполнение изоляционно-ликвидационных работ в скважинах, подлежащих ликвидации, предупреждает их негативное влияние на сохранность и рациональное использование природных ресурсов.

4.2 Мероприятия по охране окружающей среды при ГРП

Добыча нефти и газа в той или иной степени воздействует на земную поверхность, растительность, водные источники, воздушные бассейны. Нефтяная промышленность – один из основных потенциальных источников загрязнения окружающей среды.

Разлив нефти на устье скважины и прискважинной площадке возможен через неплотности в устьевой арматуре и соединениях труб, особенно при освоении скважин свабированием. Для предотвращения разлива нефти при свабировании разработана герметизирующая головка, включающая уплотняющую и клапанную системы и приспособление для центрирования каната.

При освоении, эксплуатации и ремонте скважин необходимо предпринимать меры по предупреждению открытого фонтанирования, прорывов нефти и газа в другие пласты, преждевременного обводнения скважин, нанесения ущерба другим продуктивным пластам. Необходимо стремиться создавать условия для извлечения наибольшего количества углеводородов из залежи, получения других не менее важных полезных ископаемых (серы, йода, брома, гелия и т. п.).

Правила охраны водных объектов от загрязнения.

Сброс вредных веществ из трубопроводов на рельеф в аварийных случаях запрещается. Для этих целей предусмотрены аварийные емкости. Загрязненные воды из аварийных емкостей после восстановления технологической цепочки направляются на вход очистных сооружений ДНС.

При разливе нефти и попадании ее в водный объект в результате нефтегазового выброса, открытого фонтанирования скважины или аварии трубопровода необходимо сообщить об этом органам, осуществляющим государственный контроль за состоянием водных объектов, в течение не более 2-х часов с момента обнаружения, прекратить забор поверхностных и подземных вод для

питьевого водоснабжения и принять экстренные меры, обеспечивающие предотвращение дальнейшего распространения загрязнения.

Разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или очистные сооружения.

Правила охраны земель

Учитывая, что основное загрязнение земель происходит при утечках и аварийных разливах, необходимо строго придерживаться регламентов технической эксплуатации системы сбора, подготовки и транспорта нефти (газа и воды), а также одновременно проводить планово-предупредительный ремонт.

Замена прокладок и запорной арматуры на трубопроводах допускается только после освобождения от продуктов, продувки, отключения трубопровода от действующих трубопроводов задвижкой с установкой заглушек.

Земельные участки, представленные во временное пользование (на период строительства или ремонта) возвращаются землепользователям после окончания и приемки земляных работ в соответствии с действующим законодательством. Вдоль трасс трубопроводов предусматриваются противоэрозионные сооружения: организация стока поверхностных вод, крепление оврагов и промоин, размываемых берегов водных преград и др.

В местах прохождения трасс трубопроводов в районе водных объектов, а также в местах с понижениями рельефа и на участках с возможным направлением стока вод от коридоров коммуникаций, трассы трубопроводов должны иметь обвалование, предохраняющее от возможного распространения аварийного разлива на близлежащие территории. Для нефтепроводов, проложенных в земляных насыпях через балки, овраги, ручьи, обязательно устройство водопропусков, обеспечивающих пропуск расчетного объема воды.

Земли или лесные угодья, нарушенные или загрязненные при сборе,

подготовке и транспорте нефти, газа и воды) или других работах, связанных с нарушением почвенно-растительного покрова, приводятся в пригодное состояние согласно составленному и утвержденному техническому проекту рекультивации земель.

5 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАЗДЕЛ

5.1 Требования к бригаде ГРП при подготовке и проведении гидроразрыва пласта

1. Руководитель ГРП до заезда на куст обязан лично принять от мастера бригады КРС по акту территорию куста и подъезды к скважине. Выявленные замечания отразить в акте сдачи.

2. Руководитель ГРП лично замеряет уровень жидкости в ёмкостях, производит расчёт количества и записывает в акте приёмки скважины.

3. Старший моторист производит расстановку спецтехники на кустовой площадке согласно технической схеме.

4. Руководитель ГРП лично проводит приёмку устьевой арматуры скважины в присутствии мастера и бригады КРС. Выявленные замечания заносятся в акт приёмки и устраняются до начала работ.

5. Руководителем ГРП производится инструктаж рабочих и мастера бригады КРС с указанием наиболее опасных работ при подготовке и проведению гидроразрыва и указанием зон, где рабочим бригады КРС во время процесса находится запрещено.

6. По окончании подготовительных работ руководитель ГРП производит инструктаж по технике безопасности всем присутствующим на кусту рабочими и ИТР. Работникам, занятым в процессе гидроразрыва, объясняются технологические параметры процесса и порядок работы, особенности конкретного гидроразрыва, опасные моменты и опасные зоны, порядок действий при возникновении аварийных ситуаций, порядок выхода в эфир при радиообмене, назначение подаваемых сигналов.

Не занятым в процессе гидроразрыва указываются места, где им можно находиться и куда доступ незанятым в процессе работы запрещён. Для выполнения требований руководителя ГРП по отношению к незанятым в

процессе, среди них назначается ответственное лицо, которому доводится количество незанятых в процессе людей и место их расположения. Отдыхающая вахта бригады КРС в течение процесса гидроразрыва должна бодрствовать, а в случае, когда при производстве гидроразрыва пласта используют жидкости разрыва на нефти и направление ветра от скважины к жилому посёлку – покинуть жилое помещение.

7. Присутствующие при операции вышестоящие руководители не имеют права подачи каких-либо команд, минуя руководителя ГРП, кроме команды «остановка» при аварийном положении или травме обслуживающего персонала.

8. Качество посадки пакера проверяется лично руководителем ГРП после настройки предохранительного клапана на затрубном пространстве и опрессовке линий на затрубном пространстве.

9. После выполнения операции по гидроразрыву пласта, работы по демонтажу линий и оборудования, перемещения людей и техники по кустовой площадке производятся только по команде руководителя ГРП после закрытия скважины и стравливания давления из линий до атмосферного.

10. По окончании демонтажа линий и оборудования скважина сдаётся руководителем ГРП мастеру бригады КРС по акту установленной формы. В акте должны быть указаны основные параметры проде-ланной операции, давление при закрытии скважины, дата и время открытия скважины для продолжения работ, остаток жидкости разрыва в ёмкостях.

11. Территория после проведения операции сдаётся руководителем ГРП мастеру КРС с записью в акте сдачи.

5.2 Планирование и учёт производственной деятельности

Планирование − это процесс разработки и последующего контроля за ходом реализации плана и его корректировки в соответствии с изменяющимся условиями. При планировании производственной деятельности выполняется комплекс комплекс работ: анализ ситуаций и факторов внешней среды; прогнозирование, оценка и оптимизация альтернативных вариантов достижения целей, сформулированных на стадии стратегического маркетинга, разработка плана; реализация плана.

Производственная программа – центральный целеполагающий раздел текущего плана развития. Главной целью производственной программы является реализация производственной стратегии, т.е. удовлетворение потребностей заказчиков в производстве продукции требуемого объема, качества, в оговоренные в договорах сроки.

Перспективный и текущий планы по производству продукции формируются на основе принятой стратегии, а также перспективного и текущего планов сбыта (продаж). Планы сбыта являются основой формирования портфеля заказов, т.е. перечня заключенных с заказчиком договоров и планов поставок в натуральном выражении и на оказание услуг.

На основе плана поставок составляется план производства продукции в натуральном выражении с календарным распределением внутри планового периода.

Производственная программа строится на основе расчетов производственной мощности всего предприятия и основных цехов и баланса производственных мощностей.

Далее для обоснования производственной программы используют расчеты требуемых для его выполнения основных фондов, материальных, трудовых и финансовых ресурсов.

В НГДУ основной деятельностью по планированию занимается планово-экономический отдел совместно с финансовой службой. На предприятии разрабатывается тактический план на один год. Он включает разделы:

- план производства и реализации продукции;
- план материально-технического обеспечения производства;
- план по персоналу и оплате труда;
- план по издержкам производства, прибыли и рентабельности;
- план социального развития коллектива.

Годовой перспективный план разрабатывается путем анализа результатов прошлого года умноженного на индекс изменения цен. Разработка тактического плана должна осуществляться на основе прогрессивных, технически и экономически обоснованных норм и нормативов расхода сырья, материалов, топлива, тепло-вой и электрической энергии, норм затрат живого труда, нормативов использования средств труда и организации производственных процессов.

На основании утвержденных производственных показателей деятельности НГДУ составляется бюджет предприятия с учётом программы снижения затрат (разрабатывается Обществом). Бюджет НГДУ включает в себя: материальные расходы на сбор и транспортировку нефти; материальные расходы по искусственному воздействию на пласт; материальные расходы на технологическую подготовку нефти; материальные расходы на ремонт и обработку скважин; материальные расходы на ремонт оборудования; амортизационные отчисления; общехозяйственные и цеховые расходы.

Планирование бюджета осуществляется на основе данных о производственной программе, ее ресурсоемкости, нормах и нормативах затрат, данных об объемах внедрения мероприятий по снижению затрат и экономическом эффекте от их реализации и прочей информации, объединяемой в информационную базу для бюджетирования.

В НГДУ ведется бухгалтерский учет технико-экономические показатели работы. Технико-экономические показатели характеризуют в обобщенном виде

все стороны производственно-хозяйственной деятельности предприятия, показывают общие результаты работы, количество используемых ресурсов, эффективность их использования. К основным показателей работы НГДУ относятся: добы-ча нефти и газа, ввод новых скважин; коэффициент эксплуатации скважин, затраты на производство товарной продукции, эксплуатационные затраты, рентабельность и т.д.

Анализ этих показателей дает возможность успешно разрабатывать оптимальные управленческие решения в целях наиболее рационального использования производственных мощностей, основных фондов, оборотных средств предприятия для дальнейшего положительного развития нефтегазодобывающего управления.

5.3 Расчёт затрат на проведение ГРП

ГРП проводится бригадой капитального ремонта скважин. Время проведения работ (трудоёмкость) составляет: $Т_р$=468 бр./час

Расчет основной заработной платы рабочих

Состав бригады и часовые тарифные ставки приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Состав бригады и часовые тарифные ставки работников

Профессия	Разряд	Количество	Часовая тарифная ставка, руб./ч
Бурильщик	7	1	98,7
Помощник бурильщика	5	2	81,5

Средняя часовая тарифная ставка рабочих:

$$ТС_{ср}=\frac{\sum_{i=1}^{n} ТС_i \cdot Ч_i}{\sum_{i=1}^{n} Ч_i}, \quad (26)$$

где $ТС_i$ – часовая тарифная ставка i-го разряда, руб/ч;

$Ч_i$ – численность рабочих соответствующих разрядов;

$$ТС_{ср}=\frac{98,7\cdot 1+81,5\cdot 2}{3}=87,23 \ \frac{руб}{ч}$$

Тарифная заработная плата рабочих:

$$ЗП_{тар}=ТС_{ср}\cdot Т_р\cdot Ч_{общ}, \quad (27)$$

где $Ч_{общ}$ – численность рабочих бригады, $Ч_{общ}$=3

$$ЗП_{тар}=87,23\cdot 468\cdot 3=122470,92 \text{ руб.}$$

Доплата за работу в ночное время:

$$Д_{нв}=\frac{\%Д_{нв}\cdot К_{нв}\cdot Ч_{общ}\cdot ТС_{ср}}{100}, \quad (28)$$

где $\%Д_{нв}$ - процент доплаты за работу в ночное время, $\%Д_{нв}$=40%;

$К_{нв}$ - количество ночных часов, ночным считается время с 22 до 6 часов утра, принимаем 1/3 от трудоёмкости (468/3=156 час)

$$Д_{нв}=\frac{40\cdot156\cdot3\cdot87,23}{100}=16329,46 \text{ руб.}$$

Определяем премию:

$$П=ЗП_{тар}\cdot\%П/100, \quad (29)$$

где %П – процент премии, %П=75%

$$П=122470,92\cdot75/100=91853,19 \text{ руб.}$$

Определяем районный коэффициент:

$$РК=\frac{(ЗП_{тар}+П)\cdot\%РК}{100}, \quad (30)$$

где %РК – районный коэффициент, %РК=70%

$$РК=(122470,92+91853,19)\cdot70/100=150026,88 \text{ руб.}$$

Определяем северную надбавку:

$$СН=\frac{(ЗП_{тар}+П)\cdot\%С}{100}, \quad (31)$$

где %С – северная надбавка, %С=50%

$$СН=(122470,92+91853,19)\cdot50/100=107162,06 \text{ руб.}$$

Основной фонд заработной платы:

$$ЗП_{осн}=ЗП_{тар}+П+Д_{нв}+РК+СН, \quad (32)$$

$$ЗП_{осн}=122470,92+91853,19+16329,46+150026,88+107162,06=487842,51 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов сводим в таблицу 6.

Таблица 6 − Результаты расчётов заработной платы работников

Наименование показателей	Единица измерения	Значение показателей
Численность рабочих	чел.	3
Средняя часовая тарифная ставка	руб.	87,23
Заработная плата по тарифу	руб.	122470,92
Доплата за работу в ночное время	руб.	16329,46
Премия	руб.	91853,19
Районный коэффициент	руб.	150026,88
Северная надбавка	руб.	107162,06
Основной фонд заработной платы	руб.	487842,51

Расчёт дополнительной заработной платы

Дополнительная заработная плата – это оплата за неотработанное время (очередные и дополнительные отпуска).

Процент дополнительной заработной платы определяется по формуле:

$$\%ЗП_{доп} = \frac{100 \cdot (Д_{оо} + Д_{до})}{Д_к - (Д_в + Д_{пр} + Д_{оо} + Д_{до})} + 1, \quad (33)$$

где $Д_{оо}$ – число дней основного отпуска;

$Д_{до}$ – число дней дополнительного отпуска;

$Д_{пр}$ – число праздничных дней в году, $Д_п$ =12;

$Д_в$ – число выходных дней в году, $Д_в$ =104;

$Д_к$ – число календарных дней в году, $Д_к$ =365

$Д_{оо}$ + $Д_{до}$=45

$$\%ЗП_{доп} = \frac{100 \cdot 45}{365 - (104+12+45)} + 1 = 23\ \%$$

Дополнительный фонд заработной платы рабочих:

$$ЗП_{доп} = \frac{ЗП_{осн} \cdot \%ЗП_{доп}}{100}, \quad (34)$$

$$ЗП_{доп} = \frac{487842{,}51 \cdot 23}{100} = 112203{,}78 \text{ руб.}$$

Общий фонд заработной платы:

$$ФЗП = ЗП_{осн} + ЗП_{доп}, \quad (35)$$

$$ФЗП = 487842{,}51 + 112203{,}78 = 600046{,}29 \text{ руб.}$$

Страховые взносы.

Страховые взносы включает в себя отчисления на пенсионное, медицинское страхование, страхование на случай нетрудоспособности и от несчастных случаев на производстве. Величины взносов составляют: 1) пенсионный страховой взнос – 22%; 2) социальное страхование на случай нетрудоспособности и материнства – 2,9%; 3) медицинское страхование – 5,1%; 4) страховые взносы от несчастных случаев на производстве – 0,5 %.

Итого %Ос=22+2,9+5,1+0,5=30,5%

Размер страховых взносов:

$$Ос = ФЗП \cdot \%Ос / 100, \quad (36)$$

Ос=600046,29·30,5/100=183014,12 руб.

Расчёт стоимости материалов

Количество и стоимость используемых материалов приведено в таблице 7.

Таблица 7 – Затраты на материалы

Наименование материалов	Количество	Цена за единицу, руб.	Сумма, руб.
WGA-1, кг	270	124	33480
BXL-10-0C, л	150	57	8550
NE-201, л	60	64	3840
NCL-100, л	47	68	3196
AP-Break, кг	2,3	30	69
Bio Clear 100, кг	0,68	1673	1137,64
Hrjppant Carbj-Ctramic 20/40, т	13	18888	283320
Солевой раствор, $м^3$	77	180	13860
Итого			347452,64

Стоимость материалов определяем по формуле:

$$С_м = К \cdot Ц, \quad (37)$$

где К – количества материалов, руб.;

Ц – цена за единицу.

$С_{м1}$=270·124=33480 руб.

$С_{м2}$=150·57=8550 руб.

$С_{м3}$=60·64=3840 руб.

$С_{м4}$=47·68=3196 руб.

$С_{м5}$=2,3·30=69 руб.

$С_{м6}$=0,68·1673=1137,64 руб.

$С_{м7}$=13·18888=283320 руб.

$С_{м8}$=77·180=13860 руб.

Общая стоимость материалов:

$С_м$=33480+8550+3840+3196+69+1137,64+283320+13860=347452,64 руб.

Расчёт транспортных расходов

Затраты на технологический транспорт приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Затраты на транспорт

Марка техники	Кол	Часы работы	Стоимость 1 часа, руб.	Стоимость всего, руб.
ЦА-320	1	121,4	1125	136575
АЦ-10	2	80,9	954	154357,2
ППУ	1	69,7	1207	84127,9
СД-9-101	1	45,0	895	40275
К-701	1	18,5	1195	22107,5
АДПМ	1	12,8	1223	15654,4
Бульдозер	1	3,4	1208	4107,2
К-40 (вахта)	1	13,7	1141	15631,7
КрАЗ Фискарс	1	23,6	1131	26691,6
Насосный агрегат	4	13,7	1267	69431,6
Блендер	1	19,6	1077	21109,2
Песковоз	1	23,6	988	23316,8
Блок манифольда	1	13,7	924	12658,8
Автокран	1	40,2	1082	43496,4
Трубовоз	3	29,5	1059	93721,5
ПС-05	1	14,1	1071	15101,1
А-50	1	471	1131	532701
Итого				1311063,9

Затраты по каждому виду техники:

$$Р_{тр}=Т\cdot С_{1ч}\cdot n, \quad (38)$$

где Т – часы работы;

$С_{1ч}$ – стоимость 1 часа;

n – количество единиц техники.

$Р_{тр1}=1\cdot 121,4\cdot 1125=136575$ руб.

$Р_{тр2}=2\cdot 80,9\cdot 954=154357,2$ руб.

$Р_{тр3}=1\cdot 69,7\cdot 1207=84127,9$ руб.

$Р_{тр4}=1\cdot 45,0\cdot 895=40275$ руб.

$Р_{тр5}=1\cdot 18,5\cdot 1195=22107,5$ руб.

$Р_{тр6}=1\cdot 12,8\cdot 1223=15654,4$ руб.

$Р_{тр7}=1\cdot 3,4\cdot 1208=4107,2$ руб.

$Р_{тр8}=1\cdot 13,7\cdot 1141=15631,7$ руб.

$Р_{тр9}=1\cdot 23,6\cdot 1131=26691,6$ руб.

$Р_{тр10}=4\cdot 13,7\cdot 1267=69431,6$ руб.

$$Р_{тр11}=1\cdot19,6\cdot1077=21109,2 \text{ руб.}$$

$$Р_{тр12}=1\cdot23,6\cdot988=23316,8 \text{ руб.}$$

$$Р_{тр13}=1\cdot13,7\cdot924=12658,8 \text{ руб.}$$

$$Р_{тр14}=1\cdot40,2\cdot1082=43496,4 \text{ руб.}$$

$$Р_{тр15}=3\cdot29,5\cdot1059=93721,5 \text{ руб.}$$

$$Р_{тр16}=1\cdot14,1\cdot1071=15101,1 \text{ руб.}$$

$$Р_{тр17}=1\cdot471\cdot1131=532701 \text{ руб.}$$

Сумма всех транспортных расходов

$$Р_{тр}=136575+154357,2+84127,9+40275+22107,5+15654,4+4107,2+15631,7+$$
$$26691,6+69431,6+21109,2+23316,8+12658,8+43496,4+93721,5+15101,1+532701$$
$$=1311063,9 \text{ руб.}$$

Расчёт амортизационных отчислений

Амортизация – это процесс переноса стоимости основных фондов на готовый продукт по мере износа. Данные для расчёта амортизации оборудования бригады и результаты расчёта приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Амортизационные отчисления

Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
Культбудка	359374	12,5	3743,48
Инструментальная будка-сушилка	158660	14,3	1890,7
Желобная система с блоком долива	61447	14,3	18540
Блок ГСМ, 10 м^3	6540	11	59,95
Тележка, Р=12 т, 3 шт	137303	12,5	4290,72
Мобильная радиостанция	6502	14,3	77,48
Итого			28602,33

Амортизация по каждому виду оборудования:

$$А=\frac{С_п\cdot Н_а}{100*12}, \quad (39)$$

где $С_п$ – первоначальная стоимость оборудования;

$H_а$ – годовая норма амортизации;

$$A_1 = \frac{359374 \cdot 12,5}{100 \cdot 12} = 3743,48 \text{ руб.}$$

$$A_2 = \frac{158660 \cdot 14,3}{100 \cdot 12} = 1890,7 \text{ руб.}$$

$$A_3 = \frac{61447 \cdot 14,3}{100 \cdot 12} = 18540 \text{ руб.}$$

$$A_4 = \frac{6540 \cdot 11}{100 \cdot 12} = 59,95 \text{ руб.}$$

$$A_5 = \frac{3 \cdot 137303 \cdot 12,5}{100 \cdot 12} = 4290,72 \text{ руб.}$$

$$A_6 = \frac{6502 \cdot 14,3}{100 \cdot 12} = 77,48 \text{ руб.}$$

Определяем сумму всех амортизационных отчислений за месяц:

$$A = 3743,48 + 1890,7 + 18540 + 59,95 + 4290,72 + 77,48 = 28602,33 \text{ руб.}$$

Величина амортизационных отчислений за оборудование за время ремонта:

$$Ач = A \cdot T_р / 720, \quad (40)$$

$$Ач = 28602,33 \cdot 468 / 720 = 18710,69 \text{ руб.}$$

Услуги других цехов.

Перечень услуг других цехов приведен в таблице 10.

Таблица 10 − Услуги других цехов

Наименование показателей	Общие затраты, руб.
ЦТБ	80250
ЦБПО БНО	168500
ОГПС	62000
Итого	310750

Сумма услуг других цехов:

$$Усл = 80250 + 168500 + 62000 = 310750 \text{ руб.}$$

Прямые затраты определяем путём суммирования всех затрат:

$$Р_{пр} = ЗП_{осн} + ЗП_{доп} + Ос + С_м + Р_{тр} + Ач + З_{эн} + Усл, \quad (41)$$

$$Р_{пр} = 487842,51 + 112203,78 + 183014,12 + 347452,64 + 1311063,9 + 18710,69 + 310750 =$$

$$= 2771037,64 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов заносим в таблицу 11.

Таблица 11 – Прямые затраты

Наименование затрат	Значение затрат, руб.
Основная заработная плата	487842,51
Дополнительная заработная плата	112203,78
Страховые взносы	183014,12
Стоимость материалов	347452,64
Расходы на эксплуатацию спец. техники	1311063,9
Амортизационные отчисления	18710,69
Услуги других цехов	310750
Прямые затраты	2771037,64

Расчет цеховых расходов

Цеховые расходы включают в себя затраты на проведение технологических операций и затраты на управление цехом. Они определяются в размере 10% от прямых затрат:

$$Р_ц=Р_{пр}\cdot\%Р_ц/100, \quad (42)$$

где $\%Р_ц$ − процент цеховых расходов, $\%Р_ц=10\%$.

$$Р_ц=2771037,64\cdot10/100=277103,76 \text{ руб.}$$

Расчет общепроизводственных расходов

Общепроизводственные расходы включают в себя заработную плату руководителей, специалистов, служащих с отчислениями на социальное страхование, амортизацию производственных помещений, затраты на охрану труда и технику безопасности, канцелярские расходы и т. д. они определяются в размере 15% от прямых расходов:

$$ОПР=Р_{пр}\cdot\%ОПР/100, \quad (43)$$

где %ОПР − процент общепроизводственных расходов, %ОПР=15%.

$$ОПР=2771037,64\cdot15/100=415655,65 \text{ руб.}$$

Смета затрат на проведение ГРП представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Смета затрат

Наименование затрат	Значение затрат, руб.
Основная заработная плата	487842,51
Дополнительная заработная плата	112203,78
Страховые сборы	183014,12
Стоимость материалов	347452,64
Транспортные расходы	1311063,9
Амортизационные отчисления	18710,69
Услуги других цехов	310750
Цеховые расходы	277103,76
Общепроизводственные расходы	415655,65
Итого затрат на проведение ГРП	3463797,05

5.4 Показатели экономической эффективности ГРП

В таблице 13 указаны исходные данные для расчёта экономических показателей.

Таблица 13 – Исходные данные для расчёта экономических показателей

Наименование показателей	Значение показателей
Себестоимость 1 т нефти до ГРП, руб.	7200,00
Условно-переменные затраты, руб/т	5040,00
Дебит скважины до ГРП, т/сут	5,4
Дебит скважины после ГРП, т/сут	12,1
Коэффициент эксплуатации скважины	0,96

Объём добычи нефти до ГРП:

$$Q_1=q_1 \cdot T \cdot K_э, \quad (44)$$

где q_1 − дебит скважины до обработки;

$K_э$ − коэффициент эксплуатации скважины;

Т – время работы скважины (12 месяцев – время технологического эффекта), Т=365 суток

$$Q_1=5,4 \cdot 365 \cdot 0,96=1892,16 \text{ т}$$

Объём добычи нефти после ГРП:

$$Q_2=q_2 \cdot T \cdot K_э, \quad (45)$$

где q_2 − дебит скважины после ГРП.

$$Q_2=12,1 \cdot 365 \cdot 0,96=4239,84 \text{ т}$$

Прирост добычи нефти:

$$\Delta Q=Q_2-Q_1, \quad (46)$$

$$\Delta Q=4239,84-1892,16=2347,68 \text{ т}$$

Дополнительные эксплуатационные затраты:

$$З_{доп}=З_{уп} \cdot \Delta Q+З, \quad (47)$$

где $З_{уп}$ – условно-переменные затраты;

З – затраты на проведение ГРП.

$$З_{доп}=5040,00 \cdot 2347,68+3463797,05 =15296104,25 \text{ руб.}$$

Себестоимость 1 т нефти после ГРП:

$$C_2 = \frac{C_1 \cdot Q_1 + З_{доп}}{Q_2}, \quad (48)$$

где C_1 – себестоимость 1 т нефти до ГРП.

C_2=(7200,00·1892,16+15296104,25)/4239,84=6820,93 руб./т

Снижение себестоимости 1 т нефти за счёт ГРП:

$$\Delta C = C_1 - C_2, \quad (49)$$

$$\Delta C = 7200,00 - 6820,93 = 379,07 \text{ руб.}$$

Экономическая эффективность ГРП:

$$Э = \Delta C \cdot Q_2, \quad (50)$$

$$Э = 379,07 \cdot 4239,84 = 1607196,15 \text{ руб.}$$

Рассчитанные технико-экономические показатели сведём в таблицу 14.

Таблица 14 – Технико-экономические показатели ГРП

Наименование показателей	Значение показателей		Отклонение
	До ГРП	После ГРП	
Среднесуточный дебит скважины, т/сут	5,4	12,1	6,7
Объём добычи нефти, т	1892,16	4239,84	2347,68
Себестоимость 1 т нефти, руб.	7200,00	6820,93	-379,07
Затраты на ГРП, руб.	3463797,05		
Экономический эффект, руб.	1607196,15		

Экономическая эффективность гидроразрыва определяется приростом добычи нефти и затратами на обработку. Затраты на проведение ГРП составили 3463797,05 руб. Прирост добычи нефти составил 2347,68 т, за счёт чего получено снижение себестоимости 1 т нефти на 379,07 руб. Экономическая эффективность ГРП составила 1607196,15 руб.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Гидроразрыв пласта на Федоровском месторождении является одним из основных методом повышения нефтеотдачи. Широкое применение ГРП на объектах месторождения обусловлено сложным геологическим строением пластов – расчленённостью, высоким разбросом значений по проницаемости с преобладанием пропластков низкой проницаемости.

Основной задачей при проведении ГРП является правильный выбор скважины и определение оптимальных технологических параметров процесса гидроразрыва. В выпускной работе даны основные критерии выбора скважины, описан технологический процесс ГРП, применяемые материалы и оборудование, выполнен расчёт по определению параметров ГРП для скважины месторождения.

Расчётным путём было определено требуемое количество технологических жидкостей, проппанта, время проведения ГРП. Технологический эффект ГРП определяется приростом дебита скважины и снижением обводнённости. Прирост дебита и снижение обводнённости происходит за счёт создания трещин в нефте--насыщенной зоне. Результаты проведённого расчёта показывают, что для выбранной скважины имеется возможность повысить дебит более чем в два раза.

На Федоровском месторождении высокопродуктивные пласты в основном выработаны, вследствие чего в разработку вводятся трудноизвлекаемые запасы – пласты и пропластки малой толщины с низкой проницаемостью. Для эксплуатации таких объектов наиболее эффективной технологией является бурение горизонтальных скважин и скважин с боковым горизонтальным стволом. Для горизонтальных скважин применяется многостадийный ГРП (МГРП). Его сущность заключается в том, что в пласте создаются вертикальные трещины на нескольких интервалах, расположенных вдоль горизонтального ствола. Большое число трещин разрыва, которые образуются при многостадийном ГРП, обеспечивают интенсивный приток жидкости из зоны дренирования и высокую

производительность скважины. В выпускной работе дано описание особенностей МГРП в горизонтальных скважинах.

В экономической части работы определены затраты и показатели экономической эффективности проведения ГРП на скважине месторождения. Затраты на проведение ГРП составили 3463797,05 руб. Прирост добычи нефти составил 2347,68т, за счёт чего получено снижение себестоимости 1 т нефти на 379,07 руб. Экономическая эффективность ГРП составила 1607196,15 руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акульшин А. И. и др. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М.: Инфра-М, 2018 – 283 с.

2. Басарыгин Ю. М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации, т. 1. – М.: Бизнес-Центр, 2019 – 509 с.

3. Бухаленко Е. И. Нефтепромысловое оборудование: Справочник – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Илекса, 2020 – 421 с.

4. Некрасов В.И., Глебов А.В., Ширгазин Р.Г., Вахрушев В.В. Гидроразрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения. – Тюмень, 2019. – 411 с.

5. Петров С. И. Безопасность и охрана окружающей среды при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. – М.: Эксмо, 2019 – 371 с.

6. Сулейманов А. Б. Техника и технология капитального ремонта скважин. – М.: ИНФРА-М, 2018 – 244 с.

7. Технический регламент проведения работ по гидроразрыву пласта. ООО «Технологии ВФТ», 2018. – 49 с.

8. Усачёв П.М. Гидравлический разрыв пласта. – М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2018 – 350 с.

9. Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти. – М.: Эксмо, 2020 – 385с.

10. Бобрицкий, Н.В. Основы нефтяной и газовой промышленности / Н.В. Бобрицкий. - М.: ЁЁ Медиа, 2019. - 636 с.

11. Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса: Учебник для вузов. − 2-е изд. – М.: Илекса, 2020. – 416 с.

12. 1Грибов, В.Д. Экономика организации (предприятия): Учебник / В.Д. Грибов, В.П. Грузинов, В.А. Кузьменко. - М.: КноРус, 2019. - 368 с.

13. Попова, Т.В. Охрана труда: учебное пособие / Т.В. Попова. - РнД: Феникс, 2020. - 318 с