Содержание выпускной квалификационной работы

Введение
1. Основная часть
2. Теоретическая часть
3. Специальная часть
4. Расчетная часть
5. Безопасность и экологичность проекта
6. Анализ экономической эффективности применения технологии ГРП на Русскинском месторождении (ХМАО)

Заключение

Объем иллюстративной части

1. Обзорная карта месторождения – 1 лист формата $А_1$;
2. Стратиграфический разрез продуктивной части Сургутского нефтегазоносного района – 1 лист формата $А_1$;
3. Динамика объемов закачки воды и компенсации отборов на Русскинском месторождении с 1987-2023 гг. – 1 лист формата $А_1$;
4. Структура фонда скважин по месторождению и основные показатели разработки пласта $ЮС_2$ – 1 лист формата $А_1$;
5. Геолого-физические параметры исследуемых скважин – 1 лист формата $А_1$;
6. Динамика дебита нефти, жидкости и обводненности до и после проведения ГРП – 1 лист формата $А_1$;
7. Матрица расстояний – 1 лист формата $А_1$;
8. Дендрограмма характеристик сходств исследуемых скважин – 1 лист формата $А_1$;
9. Экономический расчет – 1 лист формата $А_1$.

Список основной и рекомендуемой литературы

1. Гилаев Г. Г., Ольховская В. А., Гилаев Г. Г. (Геннадий), Хафизов В. М. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах: учебное пособие для СПО. – Санкт-Петербург: Лань, 2023. – 304 с.: ил.

2. Янин А. Н. Гидравлический разрыв нефтяных пластов в Западной Сибири. : Тюмень-Екатеринбург, Издательство «Уральский рабочий», 2021. – 615 с.

3. Апасов Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 187с.

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 142 страницы текстового документа, 53 рисунка, 16 использованных источника, 18 таблиц, 1 приложение, **презентационный комплекс – 15 слайдов.** Иллюстративная часть – 9 листов формата $А_1$.

СКВАЖИНА, НКТ, ГРП, ПЗП, ЖИДКОСТЬ РАЗРЫВА, ЖИДКОСТЬ-НОСИТЕЛЬ, ПРОДАВОЧНАЯ ЖИДКОСТЬ, ГПП, ПАВ, ПРОППАНТ, ГУАР, КВАРЦЕВЫЙ ПЕСОК, ТРЕЩИНА РАЗРЫВА, ПАКЕР, ЯКОРЬ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ, СТИНГЕР, НАСОСНЫЙ АГРЕГАТ

Объект исследования – гидравлический разрыв пласта, как оптимальный метод интенсификации добычи нефти из пласта $ЮС_2^1$ Русскинского нефтяного месторождения.

Цель работы – проанализировать и выявить влияние геологических и технологических параметров на эффективность проведения процесса ГРП.

Геолого-технологический анализ ГРП был выполнен для выявления параметров скважин и технологических показателей процесса ГРП, оказывающих наибольшее влияние на эффективность проведения ГРП.

Для того чтобы подтвердить взаимосвязь параметров скважин с эффективностью ГРП, выявленную в результате геолого-технологического анализа, был выполнен геолого-статистический анализ. Данный анализ состоит из деления скважин на группы, в зависимости от геолого-технологических параметров и характеристик процесса ГРП. При решении задачи, был использован метод кластерного анализа. Решение было проведено по принципу «ближайшего соседа».

Изучение проводилось по 33 скважинам Русскинского месторождения. Гидравлическому разрыву были подвержены продуктивные пласты юрских отложений.

Содержание

Нормативные ссылки……...……...8
Список сокращений...……...…….....9
Введение……....10
1 Основная часть……...…….……..12
1.1 Физико-литологическая характеристика пород-коллекторов продуктивных пластов…….……13
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения…….20
1.3 Нефтегазоносность района…….……26
1.4 Анализ состояния разработки Русскинского месторождения……28
1.4.1 Структура фонда скважин……...29
1.4.2 Текущее состояние разработки объекта $ЮС_2$……...30
1.4.3 Эффективность реализуемой системы разработки……...31
2 Теоретическая часть……...……33
2.1 Зарубежный опыт применения ГРП…….….33
2.2 Отечественный опыт применения технологии ГРП……36
2.3 Коэффициент продуктивности……...……38
2.4 Сущность ГРП как метода интенсификации добычи нефти…….40
2.5 Технологические схемы ГРП…….……43
2.6 Механизм образования трещины ГРП……..44
2.6.1 Модели трещины (PKN и KGD)…….……49
2.7 Чистое давление разрыва – основной параметр ГРП……..51
2.8 Технологические агенты и материалы ГРП……..54
2.9 Проппанты и способы их закрепления в трещине……...58
2.10 Техническое оснащение процесса ГРП……...62
3 Специальная часть…….….71
3.1 Особенности применения ГРП на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз»…….……...71
3.2 Влияние давления нагнетания жидкости на эффективность ГРП….74

3.3 Влияние технологии закрепления трещины на эффективность ГРП.80
3.4 Анализ влияния геолого-технологических параметров на эффективность проведения ГРП……..……...…..87
3.5 Пути восстановления простаивающего фонда скважин Русскинского месторождения……..…….……..100
4 Расчетная часть…….……105
5 Безопасность и экологичность проекта……..112
5.1 Анализ состояния промышленной безопасности на предприятии..112
5.2 Идентификация опасных и вредных производственных факторов.113
5.3 Производственная безопасность……..114
5.3.1 Общие положения……...114
5.3.2 Техника безопасности. Защита от механических травм……114
5.3.3 Микроклимат на рабочем месте……115
5.3.4 Химическая безопасность……..116
5.3.5 Шум и вибрация. Защита от механических и акустических колебаний…….117
5.3.6 Лазерная безопасность……...……118
5.3.7 Электромагнитные поля……119
5.3.8 Опасность поражения электрическим током. Электробезопасность……..119
5.3.9 Эксплуатация грузоподъемных и транспортирующих машин, а также систем, работающих под давлением……...……120
5.3.10 Производственное освещение…….120
5.3.11 Требования пожарной безопасности……..120
5.3.12 Эргономика……...……121
5.3.13 Средства индивидуальной защиты рабочих……..…...121
5.4 Экологическая безопасность……122
5.4.1 Охрана атмосферы……..123
5.4.2 Охрана гидросферы……...…….123
5.4.3 Охрана литосферы……..124

5.4.4 Планы природоохранных мероприятий……...124
5.5 Мероприятия по защите в чрезвычайных ситуациях……125
5.6 Инженерные решения и предложения по обеспечению безопасности, охране труда и охране окружающей среды. Разработка мероприятий по предотвращению воздействия опасных факторов от оборудования, работающего под давлением……126
6 Анализ экономической эффективности применения технологии ГРП на Русскинском месторождении (ХМАО)……..……...128
6.1 Общие сведения и нормативная база, необходимые для расчета экономических показателей проекта …….……....130
6.2 Расчет выручки от дополнительной реализации нефти ……..…..131
6.3 Расчет текущих затрат на проведение ГРП……....132
6.4 Расчет прироста прибыли……133
6.5 Расчет налога на дополнительную прибыль……..……134
6.6 Расчет прироста потока денежной наличности……..134
6.7 Расчет коэффициента дисконтирования……135
6.8 Расчет дисконтированного прироста потока денежной наличности……136
6.9 Расчет индекса доходности……..136
6.10 Расчет срока окупаемости проекта……137
Заключение……...……...…...140
Список использованных источников……..……...…..142
Приложение А. Матрица расстояний

Нормативные ссылки

В настоящей выпускной квалификационной работе использованы ссылки на следующие нормативные документы:

- ГОСТ 2.104-68 ЕСКД. Основные надписи.

- ГОСТ 2.105-79 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам.

- ГОСТ 2.316-68 ЕСКД. Правила нанесения на чертежах надписей, технических требований и таблиц.

- ГОСТ 2.321-84 ЕСКД. Обозначения буквенные.

- ГОСТ 6.38-90 УСД. Система организационно-распорядительной документации. Требования к оформлению документов.

- ГОСТ 3.1201-85 ЕСКД. Система обозначений технологической документации.

- ГОСТ 6.38-90 УСД. Система организационно-распорядительной документации. Требования к оформлению документов.

- ГОСТ 2.004-88 ЕСКД. Общие требования к выполнению конструкторских и технологических документов на печатающих и графических устройствах вывода ЭВМ.

- ГОСТ 7.32-91. Система стандартов по информации, библиотечному и издательскому делу. Отчет о научно-исследовательской работе. Структура и правила оформления.

- ГОСТ 8.417-81 ГСИ. Единицы физических величин.

- ГОСТ 21.1101-92 СПДС. Основные требования к рабочей документации.

Список сокращений

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГПП – гидропескоструйная перфорация

ВНК – водонефтяной контакт

ПЗС – призабойная зона скважины

SRV – стимулируемый объём пласта (Stimulated Reservoir Volume)

МГРП – многостадийный разрыв пласта

НКТ – насосно-компрессорная труба

УГРХ – герметизирующее устройство хвостовика

ПАВ – поверхностно-активное вещество

ГНКТ – гибкая насосно-компрессорная труба

PNet – чистое давление разрыва (Net Pressure)

СЭИ – служба энергетической информации

ННС – наклонно-направленная скважина

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ТЭК – топливно-энергетический комплекс

ВМ – воронка-муфтовая

ЦА-320 – агрегат цементировочный с максимальным давлением 32 МПа

НПКФ-ПХ-ЯГ – якорь гидравлический нецементируемой подвески хвостовика

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

КИН – коэффициент извлечения нефти

Введение

Нефтегазовый комплекс России — важнейший элемент мировой системы энергообеспечения. В последние годы нефть и газ стали фундаментальными составляющими экономики нашего государства, являясь основными источниками формирования доходов федерального бюджета. Они являются гарантами социальной стабильности государства, драйверами технологического и инновационного прогресса.

Многие нефтяные месторождения Российской Федерации, в том числе основные месторождения Западной Сибири, находятся на поздней стадии разработки. Новые месторождения, вовлекаемые в разработку, как правило, приурочены к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Если рассматривать данную ситуацию в перспективе, то нужно делать акцент на внедрении современных технологий для нефтеотдачи пласта.

В мировой практике добычи нефти и газа в последние годы все большее распространение получает гидравлический разрыв пласта (ГРП). Начиная с конца 80-х годов освоение ГРП в Западной Сибири, ведётся полным ходом. На сегодняшний день выполнено более 5000 операций на всех месторождениях.

Гидравлический разрыв пласта – эффективное решение проблемы, широко применяемое в практике многих предприятий на низкопродуктивных залежах.

В ОАО «Сургутнефтегаз» внедрение ГРП прошло в формате проведения работ по реализации проекта самостоятельно, но с применением передового опыта зарубежных компаний. Сейчас технические возможности общества позволяют выполнять в год – более 350 операций.

В условиях месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» ГРП является одним из наиболее эффективных методов воздействия на нефтяные залежи. За период с 1993 года извлечение дополнительной добычи нефти за счет приме-

нения ГРП составило 10,16 млн. тонн, в свою очередь, ожидаемая потенциальная добыча составила 19,81 млн. тонн. Среднее фактическое удельное значение дополнительной добычи нефти в результате ГРП на одну скважину превышает 6,14 тыс. тонн, а ожидаемое потенциальное – более 12,04 тыс. тонн.

Основополагающим фактором эффективности данного метода является правильный выбор технологических параметров процесса, а так же геологические особенности строения пласта. Также очень сильно влияет на результат наличие удельных запасов нефти. В связи с этим было принято решение посвятить данную работу анализу геолого-технологических параметров, которые оказывают наиболее непосредственное влияние на эффективность проведения гидравлического разрыва пласта скважин Русскинского нефтяного месторождения.

1 Основная часть

Русскинское месторождение является крупным нефтяным объектом Западной Сибири. Оно расположено в Сургутском районе (рисунок 1.1), в 124 км севернее г. Сургута. Месторождение открыто в 1982 году, введено в разработку в 1987 году. Лицензия на право пользования недрами Русскинского месторождения ХМН 00417 НЭ от 14.01.97 г. выдана ОАО «Сургутнефтегаз» сроком до 31.12.2048 г.

Климат рассматриваемого района резко континентальный, зима суровая, с сильными ветрами, продолжающаяся семь месяцев. Лето относительно теплое, но быстротечное. В зимний период температура воздуха доходит до -52,5 °*C*. В летний период температурный максимум достигает +40 °*C*.

Территория представляет собой слаборасчлененную заболоченную, с многочисленными озерами равнину.

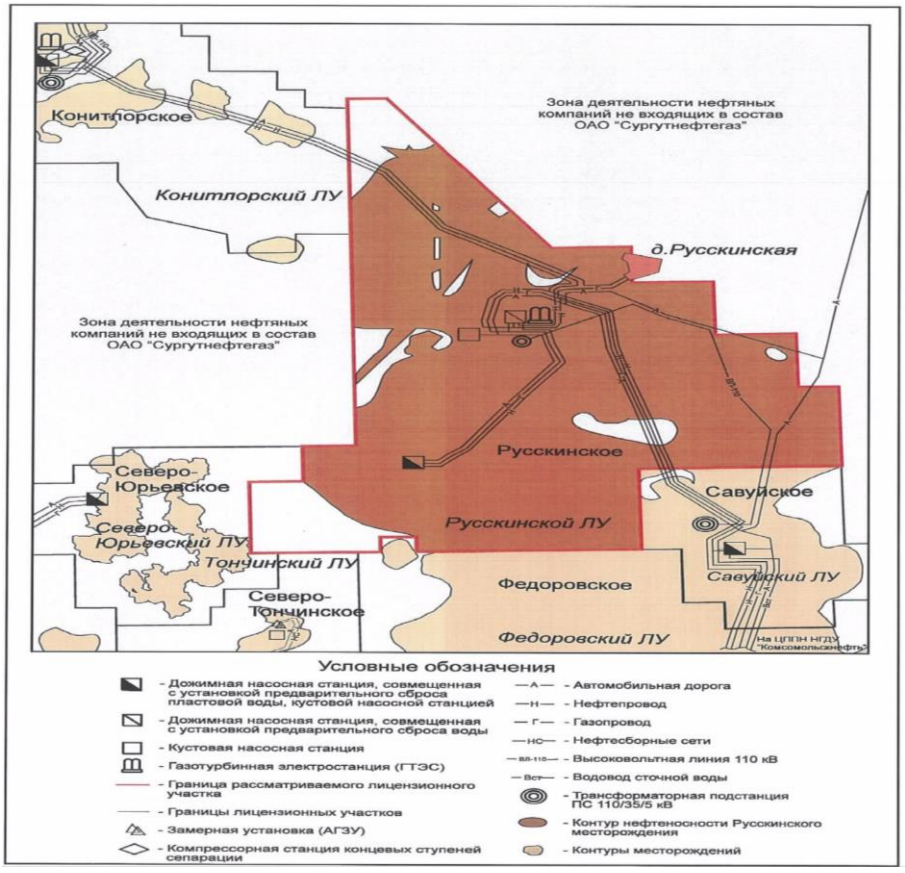


Рисунок 1.1 – Обзорная карта Русскинского месторождения

Месторождение расположено на водоразделе рек Тромъеган и Энтль-Имиягун.

Ближайшим населенным пунктом является деревня Русскинская, расположена в 55 км от месторождения. Коренным населением являются: ханты, манси и ненцы. Численность населения составляет всего 1800 человек.

Ближайшие наиболее крупные разрабатываемые месторождения: Конитлорское (на северо-западе), Федоровское (на юге), Савуйское (на юго-востоке).

Месторождение расположено в зоне деятельности НГДУ «Комсомольскнефть», имеющего развитую производственную инфраструктуру.

Необходимые грузы доставляются по автомобильной дороге протяженностью 120 км от г. Сургута и 72 км от поселка Федоровский. Срочные грузы – авиатранспортом.

1.1 Физико-литологическая характеристика пород-коллекторов продуктивных пластов

Пласт $ЮС_1$ по стратиграфическому расположению приурочен к верхней части васюганской свиты. Он представлен переслаиванием песчаников, аргиллитов и алевролитов с прослоями карбонатных пород и углей. Выдержанным прослоем аргиллитов он делится на два пласта $ЮС_1^1$ и $ЮС_1^2$.

Коллекторами выступают мелко-среднезернистые песчаники и крупно-среднезернистые алевролиты, неравномерно глинистые или алевритистые, местами обогащенные углистым материалом, слюдой, реже глауконитом. Из-за концентрации глинистого материала и растительных частиц по плоскостям наслоения, текстура породы имеет многослойную структуру. Местами слоистость нарушена ходами илоедов и следами взмучивания осадка. Порода содержит обильные органические включения: остатки раковин пелеципод и двустворок (в местах их наибольшего скопления коллекторы кавернозны), ростры белемнитов, скопления УРД, углефицированные остатки древесины. Отмечаются тонкодисперсные включения и конкреции (до 0,10 м.) пирита,

сидерита. У алевролитов размеры зерен меньше, чем у песчаников при этом они имеют более плотную структуру.

Структура песчаников псаммитовая, алевро-псаммитовая, алевролитов – алевритовая и псаммо-алевритовая. По петрографо-минералогическому составу коллекторы относятся к полимиктовому типу, с незначительным преобладанием полевых шпатов (48,2 %) над кварцем (45 %), второстепенным содержанием обломков пород (6,8 %) и примесных слюд. Форма обломков полуугловатая-полуокатанная.

Цемент коллекторов по своему составу полиминеральный, в основном неоднородный по распределению. В большинстве случаев состоит из глины. Основным минералом цемента является каолинит (54-68 %), второстепенным – хлорит (4-8 %), гидрослюда (4-6 %). Обычно типичны полиминеральные ассоциации всех глинистых компонентов. Отдельные поры выполнены карбонатами и железисто-титанистыми минералами аутигенного генезиса, в уплотненных участках развит конформно-регенерационный кварц и хлоритовый цемент.

В коллекторах наблюдается интенсивное уплотнение, но при этом оно достаточно неравномерное. В целом, процесс аутигенной цементации преобладает над процессом растворения в пласте. Хотя встречаются и разуплотненные песчаники с системой открытых пор размером 0,02-0,14 мм треугольной или изометрической формы.

Данные по гранулометрическим характеристикам пластов $ЮС_1^1$ и $ЮС_1^2$ указывают на преобладающее содержание средне- и мелкопесчаной фракций (до 85,0 %), невысокую глинистость (в среднем не более 9,0 %) и хорошую степень отсортированности осадков (1,4-1,7). Такой гранулометрический состав коллекторов обуславливает значительное повышение их ФЕС по сравнению с вышележащими продуктивными пластами ачимовских отложений, где при аналогичном аутигенном минералообразовании доминируют глинистые алевролиты.

Коллекторские свойства пласта $ЮС_1^1$ изучены достаточно подробно по 695 образцам керна.

Открытая пористость коллекторов, изменяется в пределах 13,5-26 %, средняя 17,3 %. Диапазон изменения проницаемости варьируется от 0,7 до 1995,9·10^{-3} мкм^2, среднее значение проницаемости 54,6·10^{-3} мкм^2. Отмечено, что наиболее высокой проницаемостью обладают образцы пород, обогащенные раковинами моллюсков.

В среднем водоудерживающая способность коллекторов составляет 43,4 %.

Средняя пористость по пласту $ЮС_1^2$ равна 16,9 %, а проницаемость в среднем по пласту составляет 13,4·10^{-3} мкм^2.

Коллекторские и геолого-физические характеристики исследуемого месторождения отражены в таблице 1.1.

Т а б л и ц а 1.1 – Геолого-физическая характеристика пород-коллекторов Русскинского месторождения

Параметры	Пласты					
	$БС_{11}^1$	$БС_{16}^0$	$БС_{16}$	$БС_{17}^0$	$БС_{18}$	$БС_{19}$
Средняя глубина залегания кровли, м	2293-2387	2819	2823	2836	2620	2620
Тип залежи*	ПС	ПС+ЛЭ	ПС+ЛЭ	ПС+ЛЭ	ПС	ПС
Тип коллектора	Поровый					
Площадь нефтеносности, тыс. м^2	51258	7184	16931	6509	5329	672
Средняя общая толщина, м	13,8	12	18,8	11,3	11,0	9,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	3,5	2,2	2,6	0,9	3,9	0,4
Коэффициент пористости, доли ед.	0,21	0,19	0,19	0,16	0,20	0,17
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,69	0,66	0,65	0,59	0,46	0,40
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,61	0,65	0,61	0,59	0,41	0,39

Продолжение т а б л и ц ы 1.1

Параметры	Пласты					
	$БС_{11}^{1}$	$БС_{16}^{0}$	$БС_{16}$	$БС_{17}^{0}$	$БС_{18}$	$БС_{19}$
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,65	0,66	0,64	0,59	0,46	0,40
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	167	17	11	2	64	2
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,47	0,37	0,31	0,20	0,56	0,14
Расчлененность, ед.	1,8	2,0	4,0	3,0	1,3	1,5
Начальная пластовая температура, °С	71	85	85	85	80,3	80,3
Начальное пластовое давление, МПа	23,9	28,8	28,8	28,8	26,9	26,9
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,12	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,799	0,793	0,793	0,793	0,793	0,793
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3	0,862	0,844	0,844	0,844	0,844	0,844
Абсолютная отметка ВНК, м	-2310,4 -2390,8	-2820,9	-2822,6 -2842,9	-2837,2	-2627,5	-2614,2 -2628,3
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,126	1,136	1,136	1,136	1,136	1,136
Содержание серы в нефти, %	1,1	1,59	1,59	1,59	1,59	1,59
Содержание парафина в нефти, %	2,8	2,89	2,89	2,89	2,89	2,89
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,0	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
Газовый фактор, м^3/т	54	63	63	63	63	63
Содержание сероводорода, %	Отсутствует					
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,39	0,36	0,36	0,36	0,36	0,36
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Продолжение т а б л и ц ы 1.1

Параметры	Пласты					
	$БС_{11}^{1}$	$БС_{16}^{0}$	$БС_{16}$	$БС_{17}^{0}$	$БС_{18}$	$БС_{19}$
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	0,997	0,993	0,993	0,993	0,993	0,993
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м^3	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016	1,016
Сжимаемость, 1/МПа·10^{-4}						
нефти	11,4	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
воды	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
породы	3,0	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,5-15	0,487	0,481	0,424	0,417	0,324
Коэффициент продуктивности, м^3/(сут·МПа)	6,41	-	-	-	-	-
Параметры	Пласты					
	$БС_{20}$	$БС_{21}$	$ЮС_1^1$	$ЮС_1^2$	$ЮС_2^1$	$ЮС_2^2$
Средняя глубина залегания кровли, м	2635	2637	2671-2682	2674	2860	2750-2980
Тип залежи*	ПС	ПС	ПС+ЛЭ, ПВ	ПС	П+ТЛЭ	ПС+ТЛЭ+СЛ
Тип коллектора	Поровый					
Площадь нефтеносности, тыс. м^2	3627	5597	192098	17519	747376	113492
Средняя общая толщина, м	13,2	7,9	14,8	12,1	16,3	9,5
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	2,9	1,9	4,5	4,7	3,4	2,2
Коэффициент пористости, доли ед.	0,20	0,29	0,18	0,18	0,15	0,15
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0,42	0,59	0,61	0,61	0,68	0,53
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0,39	0,48	0,56	0,57	-	0,44

Продолжение т а б л и ц ы 1.1

Параметры	Пласты					
	$БС_{20}$	$БС_{21}$	$ЮС_1^1$	$ЮС_1^2$	$ЮС_2^1$	$ЮС_2^2$
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,41	0,48	0,59	0,58	0,68	0,52
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	22	57	146	47	22	21
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,35	0,42	0,40	0,40	0,31	0,28
Расчлененность, ед.	2,3	1,4	2,8	3,2	4,3	1,8
Начальная пластовая температура, °С	80,3	80,3	85,8	85,8	88	88
Начальное пластовое давление, МПа	27,1	27,1	27,8	27,8	28,6	28,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,00	2,00	1,11	1,11	3,78	3,78
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,793	0,793	0,725	0,725	0,830	0,830
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3	0,844	0,844	0,835	0,835	0,878	0,878
Абсолютная отметка ВНК, м	-2654,3	-2645,3 -2654,5	-2681,4 -2953,8	-2683	-	-2753,3 -3009,6
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,136		1,263		1,084	
Содержание серы в нефти, %	1,59	1,59	0,99	0,99	1,68	1,68
Содержание парафина в нефти, %	2,89	2,89	2,75	2,75	3,23	3,23
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,2	9,2	12,0	12,0	7,5	7,5
Газовый фактор, м^3/т	63	63	95	95	29	29
Начальное пластовое давление, МПа	27,1	27,1	27,8	27,8	28,6	28,6

Продолжение т а б л и ц ы 1.1

Параметры	Пласты					
	$БС_{20}$	$БС_{21}$	$ЮС_1^1$	$ЮС_1^2$	$ЮС_2^1$	$ЮС_2^2$
Начальное пластовое давление, МПа	27,1	27,1	27,8	27,8	28,6	28,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	2,00	2,00	1,11	1,11	3,78	3,78
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м^3	0,793	0,793	0,725	0,725	0,830	0,830
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м^3	0,844	0,844	0,835	0,835	0,878	0,878
Абсолютная отметка ВНК, м	-2654,3	-2645,3 -2654,5	-2681,4 -2953,8	-2683	-	-2753,3 -3009,6
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,136		1,263		1,084	
Содержание серы в нефти, %	1,59	1,59	0,99	0,99	1,68	1,68
Содержание парафина в нефти, %	2,89	2,89	2,75	2,75	3,23	3,23
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,2	9,2	12,0	12,0	7,5	7,5
Газовый фактор, м^3/т	63	63	95	95	29	29
Содержание сероводорода, %	Отсутствует					
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,36	0,36	0,35	0,35	0,34	0,34
Вязкость воды в поверхностных условиях, мПа·с	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Плотность воды в пластовых условиях, т/м^3	0,993	0,993	0,993	0,993	0,993	0,993
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м^3	1,016	1,016	1,017	1,017	1,018	1,018

Продолжение т а б л и ц ы 1.1

Параметры	Пласты					
	$БС_{20}$	$БС_{21}$	$ЮС_1^1$	$ЮС_1^2$	$ЮС_2^1$	$ЮС_2^2$
Сжимаемость, 1/МПа·10^{-4}						
нефти	12,6	12,6	15,3	15,3	9,0	9,0
воды	4,6	4,6	4,7	4,7	4,7	4,7
породы	5,3	5,3	5,5	5,5	2,0	2,0
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,385	0,506	0,521	0,517	0,481	0,416
Коэффициент продуктивности, $м^3$/(сут·МПа)	-	-	7,38		2,87	

Примечание: * - типы залежей: ПС – пластово-сводовая, ЛЭ – литологически экранированная; П – пластовая, СЛ – структурно-литологическая, ТЛЭ – тектонически и литологически экранированная, ПВ – подстилаемая водой.

1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика месторождения

Русскинское месторождение расположено на северо-восточном погружении Сургутского свода (рисунок 1.2). В тектоническом отношении месторождение расположено в юго-западной части Когалымской вершины, которая на западе граничит с такими крупными тектоническими элементами как Конитлорская терраса и Тончинский прогиб, на юге – с Савуйской седловиной, а на востоке с Ярсомовским прогибом, разделяющим положительные структурные элементы I порядка – Сургутский и Вартовский своды.

При рассмотрении геологического строения рассматриваемого района можно обнаружить два структурных комплекса: мезозойско-кайнозойского осадочного чехла и доюрских образований.

Отложения доюрского возраста на Русскинском месторождении не вскрыты. По территории района они представлены эффузивами.

В геологическом строении мезо-кайнозойского осадочного чехла, залегающего со стратиграфическим несогласием непосредственно на породах па-

леозоя, принимают участие песчано-алевритовые и глинистые породы юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возраста.

Ниже по тексту приведен сводный стратиграфический разрез продуктивной части Сургутского нефтегазоносного района (рисунок 1.3).

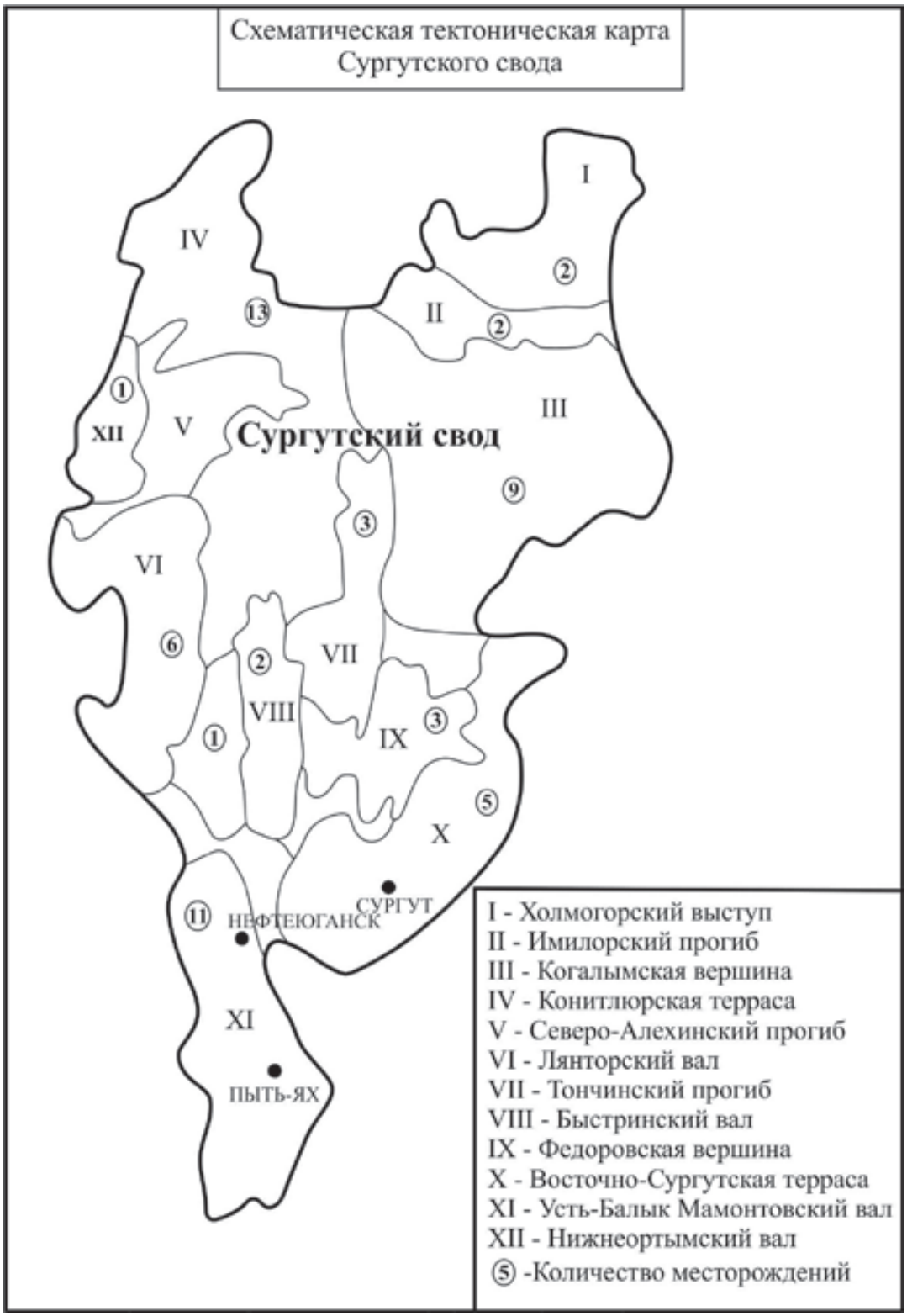


Рисунок 1.2 – Схематическая тектоническая карта Сургутского свода

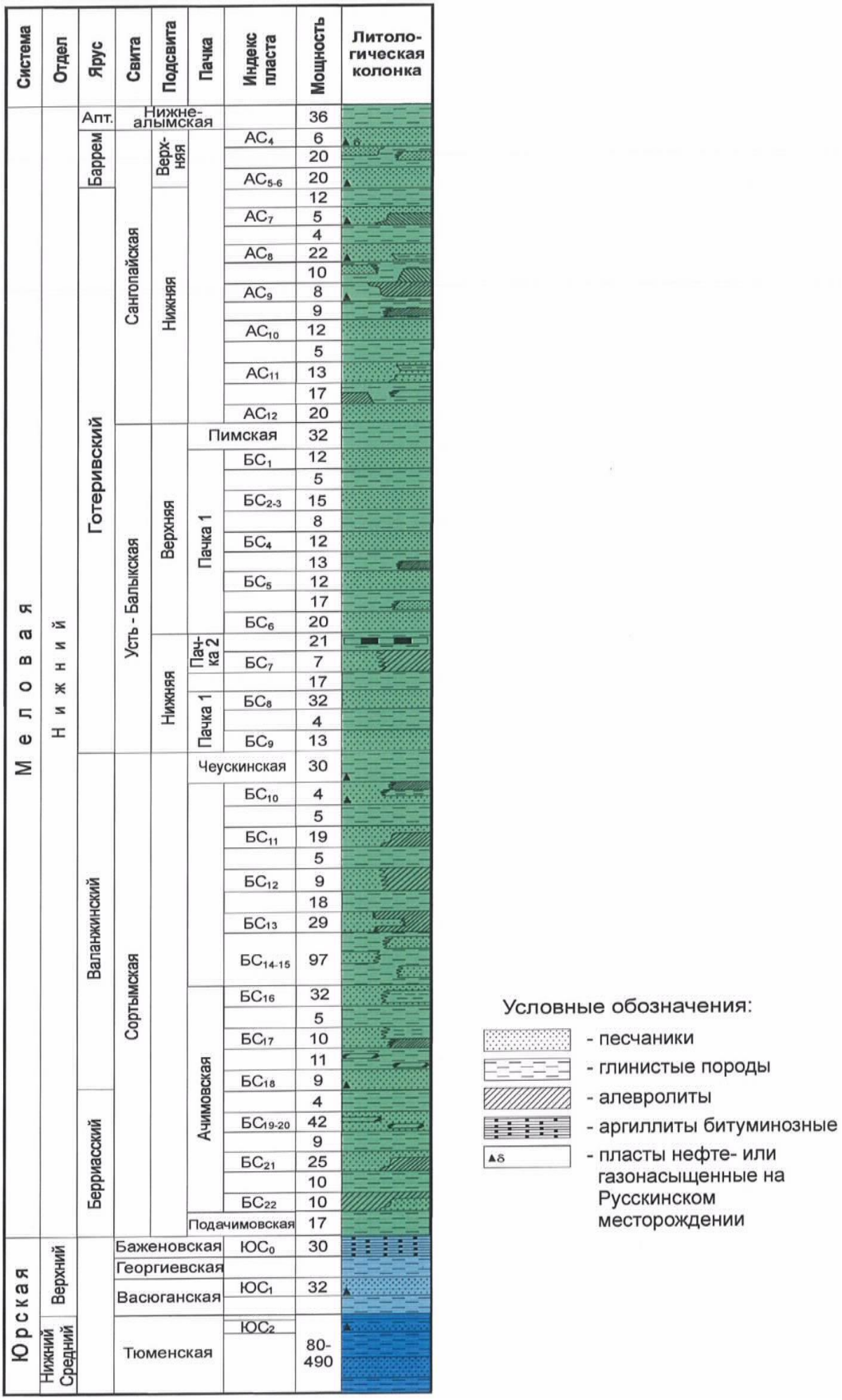


Рисунок 1.3 – Сводный стратиграфический разрез продуктивной части Сургутского нефтегазоносного района

Породы юрской системы залегают на фундаменте и его коре выветривания и представлены тремя отделами.

В нижне-среднеюрском отделе (тюменская свита) чередуются песчаники, алевролиты и аргиллиты с обилием обугленного растительного детрита. Часто встречаются прослои бурых углей. В кровле свиты расположен пласт мелкозернистого песчаника $ЮС_2$, в пределах которого на Русскинском месторождении выделены два нефтенасыщенных пласта – $ЮС_2^1$ и $ЮС_2^2$. Вскрытая толщина тюменской свиты составляет 52-131 м.

В верхнем отделе располагаются свиты: георгиевская, баженовская и васюганская.

Нижняя часть васюганской свиты (келловейский и оксфордский ярусы) сложена аргиллитами темно-серого цвета, тонкослоистыми, известковистыми, иногда переходящими в известняк, местами с прослоями битуминозных аргиллитов.

Верхняя часть васюганской свиты, представлена песчаниками и алевролитами темно-серыми, мелкозернистыми, слюдистыми, глинистыми, слабо известковистыми, с подчиненными прослоями аргиллитов. Свита имеет толщину от 53 до 75 м.

К отложениям подсвиты приурочен горизонт $ЮС_1$, в котором выделены два продуктивных пласта – $ЮС_1^1$ и $ЮС_1^2$.

Георгиевская свита сложена аргиллитами – темно-серыми, почти черными, слабо битуминозными, с прослоями и линзами алевролита и песчаника, содержащими многочисленную фауну. Свита имеет толщину от 1 до 6 м.

Баженовская свита – регионально выдержанный литологический, стратиграфический и сейсмический репер, представлена буровато-черными, тонкоплитчатыми аргиллитами с тонкими прослоями глинистого листоватого материала и известняков с вкраплениями пирита, с большим количеством органического материала. Свита имеет толщину от 20 до 30 м.

Меловая система представлена нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (сортымская, усть-балыкская, сангопайская, алымская и покурская свиты). В нижней части разреза сортымской свиты выделяется пачка аргиллитов темно-серых, участками битуминозных толщиной 8-10 м. Выше залегают ачимовские отложения, представленные переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с прослоями и линзами карбонатных пород. Встречается углистый детрит. На Русскинском месторождении толщина ачимовских отложений изменяется от 60 до 167 м. К ним приурочены песчаные пласты $БС_{16}$ – $БС_{22}$, из которых продуктивны $БС_{16}^{0}$, $БС_{16}$, $БС_{17}^{0}$, $БС_{18}$, $БС_{19}$, $БС_{20}$ и $БС_{21}$. Выше залегают аргиллиты серые с прослоями алевролитов толщиной до 200 м.

Следующая пачка пород представлена чередованием аргиллитов, песчаников и алевролитов. К этим отложениям приурочены песчаные пласты $БС_{10}$ – $БС_{12}$. Установлена промышленная нефтеносность пласта $БС_{11}^{1}$.

Завершает разрез сортымской свиты пачка аргиллитов темно-серых, плотных, слабо алевритистых.

Общая толщина сортымской свиты достигает 500 м.

Усть-балыкская свита представляет собой толщу переслаивания песчаников и алевролитов, аргиллитов и аргиллитоподобных глин, включающую пласты $БС_1$ – $БС_9$.

Выше залегает сангопайская свита представленная также толщей переслаивания песчаников, алевролитов и алевритоподобных глин, где выделяются пласты $АС_4$ – $АС_{12}$. Разделом между свитами является пимская пачка темно-серых, однородных и аргиллитоподобных глин. В пределах усть-балыкской свиты выделяется сармановская пачка, которая является зональным репером в пределах Широтного Приобья.

Алымская свита представлена глинистыми породами темно-серыми, почти черными с прослойками и линзами алевролитов. Максимальная толщина свиты 141 м.

Покурская свита объединяет верхи нижнего и низы верхнего отделов меловой системы. В пределах описываемого района граница между этими

отделами проводится условно внутри покурской свиты. Свита представлена мощной толщей (791-874 м) неравномерно переслаивающихся песчано-глинистых пород. В покурской свите выделены две подсвиты: нижняя – наиболее глинистая и верхняя – с преобладанием песчано-алевритовых пород.

Верхний отдел меловой системы (кузнецовская, березовская и ганькинская свиты).

Кузнецовская свита в нижней части представлена глинами темно-серыми, почти черными туронского яруса, которые выдержаны по площади и разрезу и являются региональным репером в пределах Западной Сибири. Вверх по разрезу глины меняют окраску до серых. Толщина свиты 15-25 м.

Березовская свита расчленена на две подсвиты. Нижняя подсвита сложена серыми, опоковидными глинами с остатками фауны. Верхняя подсвита представлена серыми, зеленоватыми, опоковидными глинами. Толщина свиты 67-82 м.

Ганькинская свита представлена глинами серыми и зеленовато-серыми, известковистыми до известковых, преходящих в мергели. Толщина свиты 67-104 м.

Палеогеновая система представлена всеми тремя отделами.

Талицкая свита представлена монтмориллонитовыми глинами, темно-серыми, плотными, аргиллитоподобными. Толщина свиты 102-132 м.

Люлинворская свита сложена глинами светло-серыми, зеленоватыми, прослоями почти белыми. В нижней части опоковидных, в верхней диатомовых, переходящих в диатомиты. Толщина отложений 180-200 м.

Тавдинская свита сложена глинами серыми, зеленовато-серыми, зелеными, с неправильными включениями алевритов. Толщина свиты 180 м.

Атлымская свита представлена континентальными аллювиально-озерными образованиями. Это светло-серые и желтовато-серые, мелкозернистые, иногда разносернистые кварцево-полевошпатовые пески. Толщина свиты до 50 м.

Новомихайловская свита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, коричневато-серыми, с включениями слабо уплотненных алевролитов и углей. Толщина отложений от 30 до 60 м.

Туртасская свита представлена алевритами, песками и глинами. Пески и алевриты кварцевые с включениями зерен глауконита. Толщина свиты от 40 до 70 м.

Четвертичная система. Отложения системы развиты повсеместно и представлены суглинками, супесями, песками и глинами пойменных и озерно-болотных фаций. Толщина отложений от 15 до 30 м.

1.3 Нефтегазоносность района

Месторождение многопластовое, в разрезе нефтегазоносность установлена в нижнемеловых отложениях сортымской свиты бериасс-валанжинского возраста (пласты $БС_{11}^{1}$, $БС_{16}^{0}$, $БС_{16}$, $БС_{17}^{0}$, $БС_{18}$, $БС_{19}$, $БС_{20}$, $БС_{21}$) и средне-верхнеюрских отложениях васюганской (пласты $ЮС_{1}^{1}$, $ЮС_{1}^{2}$) и тюменской свит (пласты $ЮС_{2}^{1}$, $ЮС_{2}^{2}$).

Всего на месторождении в 12 пластах выявлено 50 залежей нефти.

По данным исследований установлено, что в пластовых условиях нефти продуктивных пластов недонасыщены газом, давление насыщения в 2,2 – 3,1 раза ниже пластового и изменяется в диапазоне 9,3-12,0 МПа при пластовом давлении 24,0-29,0 МПа.

Нефть пласта $БС_{11}^{1}$ относительно легкая (плотность в пластовых условиях 799 кг/м^3), средней вязкости. Содержание газа в ней при ступенчатой сепарации изменяется от 44 до 63 м^3/т и составляет в среднем 54 м^3/т при плотности сепарированной нефти 862 кг/м^3 и объемном коэффициенте 1,126. По поверхностным пробам нефть имеет вязкость 19,8 мПа·с, классифицируется как сравнительно легкая (870 кг/м^3), смолистая (9,7 %), парафинистая (2,9 %), сернистая (1,4 %), с выходом фракций до 300 °С – около 41 %.

Свойства нефти ачимовских залежей (пласты $БС_{19}$ – $БС_{20}$), были изучены только по поверхностным пробам. Согласно полученным данным плот-

ность нефти колеблется в диапазоне 864-900 кг/м^3 (среднее значение 885 кг/м^3), вязкость – от 20,1 до 78,8 мПа·с (среднее значение 42,1 мПа·с). В нефти содержится 5,7 % смол, 2,9 % парафина, 1,6 % серы. Выход светлых фракций до 300 °С – 32 %.

Нефть пласта $ЮС_1$ по сравнению с другими пластами характеризуется повышенным газосодержанием – до 126 м^3/т при ступенчатой сепарации (среднее значение 88 м^3/т). Максимальных величин, при пониженной плотности нефти, газосодержание достигает в пределах локальных купольных поднятий. Плотность сепарированной нефти в среднем равна 835 кг/м^3, объемный коэффициент – 1,264. Товарная нефть характеризуется как сравнительно легкая (855 кг/м^3), маловязкая (16,6 мПа·с), малосмолистая (5,9 %), парафинистая (2,6 %), сернистая (1,0 %), с выходом фракций до 300 °С – свыше 46 %.

По сравнению с вышележащими пластами нефть пласта $ЮС_2$ значительно тяжелее – ее плотность после ступенчатой сепарации – 878 кг/м^3, а газосодержание не превышает 33 м^3/т, объемный коэффициент – 1,089. По поверхностным пробам нефть характеризуется как тяжелая (888 кг/м^3), вязкая (50,5 мПа·с), смолистая (8,7 %), парафинистая (2,9 %), сернистая (1,7 %), с выходом фракций до 300 °С – не более 32 %.

Нефть пласта $ЮС_1$ наиболее легкая, ее молярная масса 120 г/моль, молярная доля метана составляет 27,2 %, суммарное содержание углеводородов (УВ) C_2H_5 – C_5H_{12} – 22,6 %, тогда как молярная масса нефти пласта $БС_{11}^1$ равна 153 г/моль, а пласта $ЮС_2$ – 192 г/моль. Молярная доля метана в нефти пластов $БС_{11}^1$ и $ЮС_2$ составляет, соответственно, 29,1 и 20,9 %, УВ C_2H_5 – C_5H_{12} – 11,3 и 9,8 %. Для нефтей всех продуктивных пластов характерно преобладание нормальных бутана и пентана над изомерами.

Количество легких УВ CH_4 – C_5H_{12}, растворимых в нефтях, изменяется от 16,7 % в пласте $ЮС_1$ до 11,8 и 8,4 % в пластах $БС_{11}^1$ и $ЮС_2$.

Нефтяной газ ступенчатого разгазирования значительно жирнее в пласте $ЮС_1$: молярная доля метана в нем – 70,4 %, количество УВ C_2H_5 – C_5H_{12} –

26,3 %. В газе пластов $БС_{11}^{1}$ и $ЮС_2$ молярная доля метана возрастает до 86 – 87 %, а количество УВ $C_2H_5 – C_5H_{12}$ снижается до 10,8 %.

Содержание не углеводородных компонентов в газе незначительное и в сумме не превышает 2,6 %. Сероводород отсутствует. Растворенный нефтяной газ имеет сравнительно низкую молярную концентрацию гелия (0,002-0,006 %), что характерно для района в целом.

1.4 Анализ состояния разработки Русскинского месторождения

В эксплуатации Русскинского месторождения находятся пласты $БС_{11}^{1}$, $ЮС_1^{1}$, $ЮС_1^{2}$, $ЮС_2^{1}$, $ЮС_2^{2}$. Основной объект эксплуатации пласт $ЮС_2$ распространяется по всей территории месторождения и представлен низкопроницаемым сложнопостроенным коллектором.

За весь период эксплуатации на месторождении отмечаются два периода стабилизации добычи жидкости: в 1992–1998 гг. на уровне 2,8 млн. тонн, в 2002–2005 гг. на уровне 5,0–5,5 млн. тонн.

Безводный период эксплуатации на месторождении отсутствует: за первые восемь лет разработки (1987-1995 годы) она достигла 50 %, к 2002 году – 88,5 %. В последующие четыре года обводненность снизилась до 81-83 % и стабилизировалась на этом уровне. В 2011 году обводненность продукции скважин составила 80,7 %. В 2023 году обводненность продукции находилась на уровне 81,5 %. Закачка воды на месторождении начата в 1988 году. Максимальный объем – 13,2 млн. $м^3$ отмечается в 2023 году (рисунок 1.4). Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 108,6 %, накопленная 115,4 %. Запасы нефти на Русскинском месторождении оцениваются в 1,5 млрд. тонн.

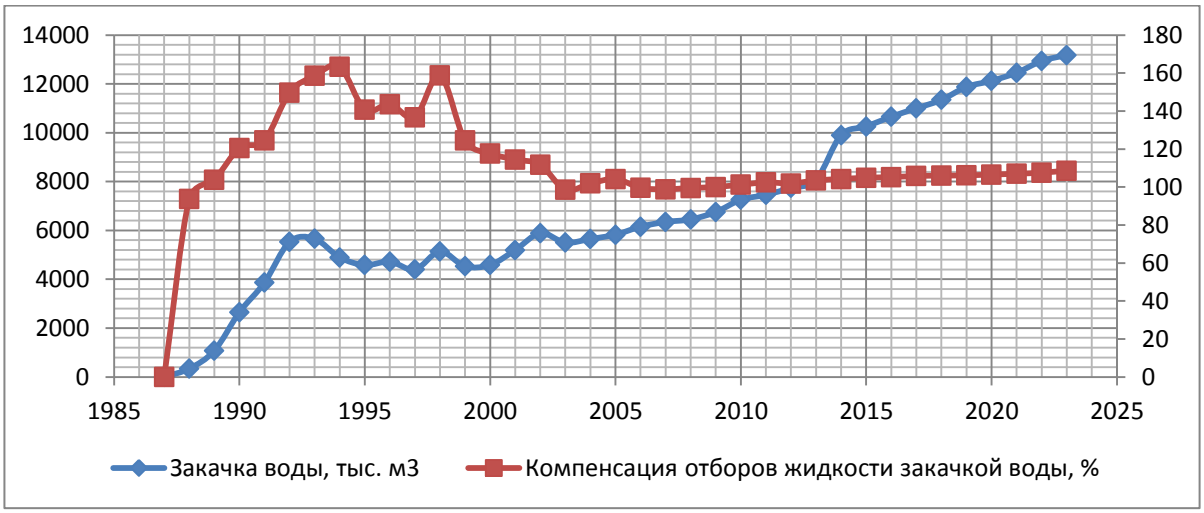


Рисунок 1.4 – Динамика объемов закачки воды и компенсации отборов на Русскинском месторождении с 1987-2023 гг.

1.4.1 Структура фонда скважин

Утверждённый проектный фонд по месторождению (рисунок 1.5, а) в целом составляет всего 2455 скважин, в том числе: добывающих – 1539, из них горизонтальных – 65, нагнетательных – 757, контрольных – 9, водозаборных – 30, резервных – 120.

По состоянию на 01.01.2023 год на месторождении числится 1337 скважин (рисунок 1.5, б), в том числе: добывающих – 804, нагнетательных 395, наблюдательных – 7, пьезометрических – 107, водозаборных – 24.



Рисунок 1.5 – Структура фонда скважин по месторождению:

а – основной проектный фонд скважин; б – реализованный проектный фонд скважин

Основной проектный фонд реализован на 57 %.

1.4.2 Текущее состояние разработки объекта $ЮС_2$

Объект $ЮС_2$ введен в разработку в 1990 году на основании «Технологической схемы разработки». В 2023 году объем добычи нефти составил 1798,7 тыс. тонн, добыча жидкости – 3778,5 тыс. тонн, закачки воды – 6547,6 тыс. $м^3$, текущая компенсация отбора жидкости закачкой воды – 155,9 %, накопленная – 155,6 % (таблица 1.2).

Т а б л и ц а 1.2 – Основные показатели разработки пласта $ЮС_2$

№ п/п	Показатели разработки	Объект $ЮС_2$
1.	Год ввода в разработку	1990
2.	Текущая добыча нефти, тыс. тонн/год	1798,7
3.	Доля в общем объеме добычи месторождения, %	80,8
4.	Накопленная добыча нефти, тыс. тонн	5791,0
5.	Доля в общем объеме добычи месторождения, %	23,1
6.	Начальные извлекаемые запасы (НИЗ) нефти, тыс. тонн	44440,0
7.	Доля НИЗ залежи в общем объеме запасов нефти месторождения, %	61,3
8.	Отбор от НИЗ, %	13,0
9.	Темп отбора от НИЗ, %	4,0
10.	Текущие извлекаемые запасы (ТИЗ) нефти, тыс. тонн	38649,0
11.	Доля ТИЗ залежи в общем объеме запасов нефти месторождения, %	79,9
12.	Темп отбора от ТИЗ, %	4,4
13.	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0,029
14.	Утвержденный КИН, доли ед.	0,219
15.	Начальные геологические запасы (НГЗ) нефти, тыс. тонн	202478,0
16.	Доля в общем объеме запасов месторождения, %	74,8
17.	Текущая добыча жидкости, тыс. тонн/год	3778,5
18.	Накопленная добыча жидкости, тыс. тонн	10185,7
19.	Текущая обводненность, %	52,4
20.	Текущий водонефтяной фактор, т/т	1,1
21.	Накопленный водонефтяной фактор, т/т	0,8

Продолжение т а б л и ц ы 1.2

№ п/п	Показатели разработки	Объект $ЮС_2$
22.	Действующий фонд добывающих скважин, ед.	575
23.	Средний дебит нефти, т/сут	10,9
24.	Средний дебит жидкости, т/сут	22,9
25.	Текущая закачка воды, тыс. $м^3$/год	6547,6
26.	Накопленная закачка воды, тыс. $м^3$	17954,5
27.	Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	155,9
28.	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	155,6

По состоянию на 01.10.2023 проектный фонд скважин на объекте реализован на 45 % и составляет 798 скважин, в том числе добывающих – 723, из них действующих – 575. Объект $ЮС_2$ представлен двумя пластами $ЮС_2^1$ и $ЮС_2^2$ и характеризуется сложным строением как по разрезу, так и по площади простирания.

Средняя начальная нефтенасыщенная толщина составляет 6,6 м.

1.4.3 Эффективность реализуемой системы разработки

На объекте $ЮС_2$ опытно-промышленные работы по определению наиболее эффективной системы разработки проводятся с 1990 года. За этот период на площади объекта в пределах четырех опытных участков реализовывались площадные системы разработки:

- девятиточечная с наклонно-направленными скважинами;
- пятиточечная с горизонтальными скважинами;
- семиточечная, формируемая возвратным фондом (в том числе: боковыми наклонно-направленными и горизонтальными стволами);
- семиточечная с наклонно-направленными скважинами.

На всех системах разработки проводился ГРП на стадии строительства скважин.

Исходя из накопленного опыта проведения опытно-промышленных работ на объекте $ЮС_2$ Русскинского месторождения очевидно, что из примененных технологий наиболее эффективно применение наклонно-направленных скважин с проведением в добывающих скважинах на стадии освоения большеобъемного ГРП.

В целом, объект $ЮС_2$ находится на начальной стадии выработки запасов нефти:

- накопленная добыча нефти – 5791 тыс. тонн;
- отбор от НИЗ – 13 %;
- текущий КИН – 0,029 при утвержденном – 0,219;
- накопленный водонефтяной фактор – 0,8 т/т;
- степень прокачки – 0,046.

2 Теоретическая часть

Многие нефтяные месторождения Российской Федерации, в том числе основные месторождения Западной Сибири, находятся на поздней стадии разработки. Такие месторождения характеризуются общим истощением и большой обводненностью нефтедобывающих скважин. Новые месторождения, вовлекаемые в разработку, как правило, приурочены к низкопроницаемым, слабодренируемым и, неоднородным и расчлененным коллекторам. Одним из наиболее эффективных способов повышения производительности скважин, вскрывающих такие коллектора является применение гидравлического разрыва пласта.

В данной главе рассмотрена сущность процесса гидравлического разрыва пласта, рассмотрены технологические схемы ГРП, а также представлен исторический опыт применения технологий гидроразрыва, используемых на нефтяных месторождениях в России и за рубежом.

Помимо этого были рассмотрены технические средства и материалы, используемые в процессе проведения операций гидроразрыва.

2.1 Зарубежный опыт применения ГРП

Бурное развитие нефтяного бизнеса в начале XX века сопровождалось поиском технологий, позволяющих интенсифицировать добычу углеводородного сырья. В 1930-х годах в США в ходе масштабного применения кислотных обработок призабойных зон скважин (ПЗС) было обнаружено, что при повышении давления закачки возможно нарушение сплошности породы-коллектора и появление высокопроводящей трещины вблизи забоя. Это послужило стимулом для воплощения идеи о возможности разрыва горной породы давлением жидкости, нагнетаемой с поверхности [1].

Изначально фрекинг был предложен американскими инженерами Флойдом Фаррисом и Дж. Б. Кларком. Первая попытка целенаправленного проведения ГРП была предпринята в США в 1947 году компанией Stanolind

Oil and Gas Corporation (в настоящее время Amoco Corporation). Пробное испытание ГРП было осуществлено в скважине газового месторождения Клеппер в штате Канзас. Жидкостью разрыва служила техническая вода, а расклинивающим агентом – песок [1]. В действительности эксперимент провалился, но породил ряд технологических и теоретических разработок, успешно реализованных американскими специалистами уже в марте 1949 года. К этому времени лицензию на патент приобрела фирма Haliburton, которая и произвела первые коммерчески успешные ГРП в округе Стивенс (штат Оклахома) и округе Арчер (штат Техас). Гидравлический разрыв стал главной технологией повышения нефтеотдачи пластов, после пика использования в середине 50-х годов и дальнейшей эскалации распространения на рубеже 80-90-х годов XX столетия.

Изображенный на рисунке 2.1 график показывает информацию о количестве операций ГРП, проведенных на нефтяных скважинах в Соединенных Штатах Америки за 1949-2020 годы.

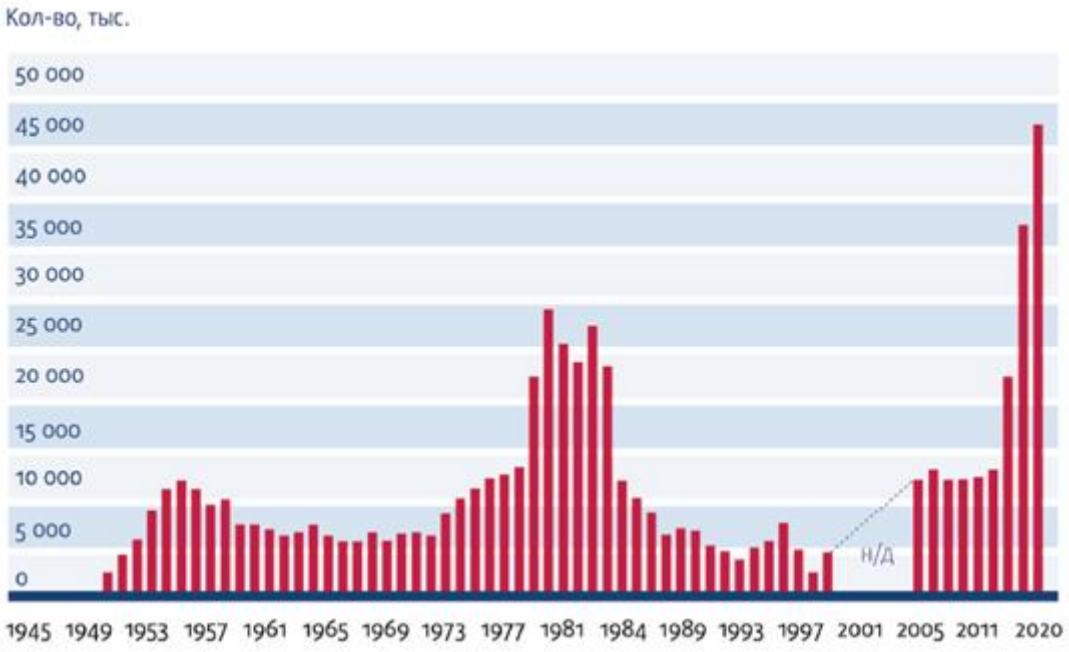


Рисунок 2.1 – Количество ГРП, проведенных на нефтяных скважинах в США за 1949 – 2020 гг.

Согласно рисунку 2.1 во второй половине XX века количество проведенных разрывов пластов увеличивалось и достигло пика в 1980-х годах. Затем произошло некоторое снижение. Тем не менее, начиная с 2011 года мы вновь видим интенсивное использование данной технологии в рамках так называемой «сланцевой революции», которая является началом масштабной эксплуатации залежей сланцевых пород.

В течение периода бурного развития «сланцевой революции» (с 2010 по 2020 гг.) технологии ГРП были сфокусированы на создании сети трещин — стимулированного объёма пласта (Stimulated Reservoir Volume — SRV, либо мультипланарных трещин). Сложная система трещин, представленная на рисунке 2.2, является примером SRV.

Применяя SRV, можно значительно увеличить площадь соприкосновения с пластом техногенных трещин. Это увеличит добычу и коэффициент извлечения нефти.

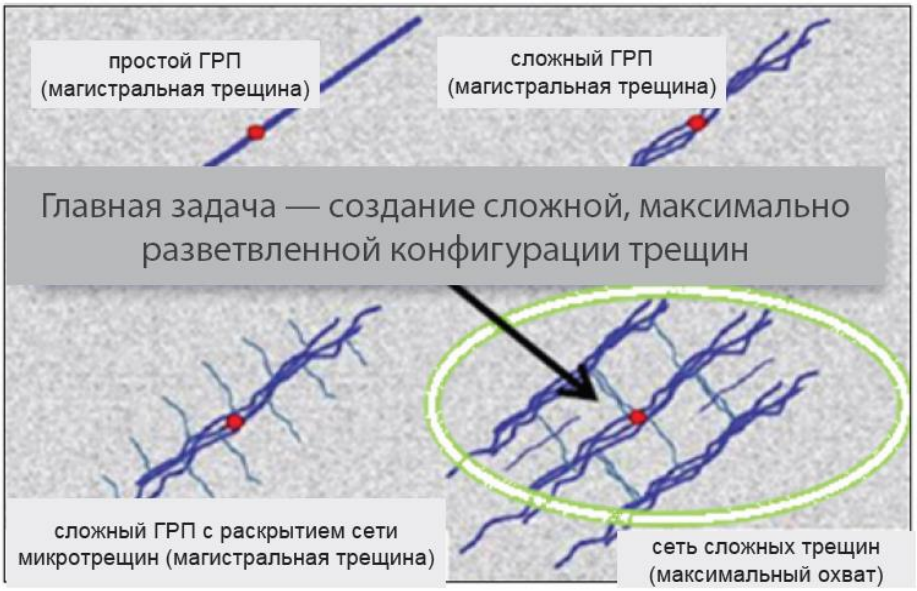


Рисунок 2.2 – Создание сети множественных трещин для разработки сланцевых объектов

По мере увеличения знаний о механизме процесса успешность гидроразрыва постоянно возрастала. К концу XX века она достигла 90 %.

По результатам исследований, проведенных американской службой энергетической информации (СЭИ), было установлено, что около 2/3 объема извлекаемого газового конденсата в стране обеспечивается за счет гидроразрыва пласта. Доля нефти, извлекаемой из пластов методом гидроразрыва, также значительна, она составляет около половины всей текущей добычи США.

На объемах внедрения метода благоприятно сказались стабильность геоэкономической политики крупнейших субъектов нефтяного рынка и ценовой тренд.

2.2 Отечественный опыт применения технологии ГРП

Первые операции по ГРП на территории бывшего СССР были проведены в 1952 году. Пик применения данной технологии в бывшем Советском Союзе пришелся на 1958-1962 годы, когда количество операций ГРП превышало 1,5 тыс. в год, однако в дальнейшем объемы внедрения метода стали сокращаться, а в 1970-х годах от него практически полностью отказались. Причиной сокращения объемов производства ГРП явился ввод в разработку крупных высокодебитных месторождений Западной Сибири, в связи с чем интенсификация добычи нефти на зрелых месторождениях утратила приоритет. Немаловажно и то, что мнения специалистов относительно технологических последствий гидроразрыва пласта разделились. Многие и сейчас склонны считать этот метод добычи варварским, приводящим к разграблению месторождений, провоцирующим ускоренное обводнение и потерю запасов из-за возрастания неоднородности пород.

В 1980-х годах ГРП стал вновь набирать популярность в связи с переходом большинства месторождений к поздним стадиям разработки. Необходимость освоения трудноизвлекаемых запасов, приуроченных к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам сделала технологии ГРП как никогда актуальными [1].

С начала 1990-х годов в отечественной нефтедобыче происходит совершенствование существующих и создание новых технологий ГРП. Основные центры по проведению ГРП были сосредоточены на месторождениях Краснодарского края, Волго-Уральского региона, Татарии, Башкирии (Ромашкинское и Туймазинское месторождения), Туркмении, Азербайджана, Дагестана, Украины и Сибири.

В последние десятилетия геологоразведочные работы все больше ориентированы на регионы и районы со сложными географическими и геофизическими условиями (Западная Сибирь, Крайний Север, Арктика, Дальний Восток). Ключевым направлением разработки нетрадиционных запасов углеводородов является сланцевая нефть [1].

Современный этап развития нефтегазового сектора экономики характеризуется устойчивым снижением объема строительства новых вертикальных и наклонно-направленных скважин с ГРП. На смену им приходят горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП). Они позволяют осуществлять рентабельную эксплуатацию зон, расположенных вблизи водонефтяного контакта (ВНК), и зон низкой песчанистости.

Широкое применение операции МГРП получили с 2011 года. В 2011-2018 гг. количество операций МГРП в России стабильно росло на 37,5% в среднем в год, и к 2018 году этот показатель в абсолютном выражении достиг 2401 ед. (рисунок 2.3). Этот тренд связан с увеличением ввода в эксплуатацию горизонтальных скважин и зарезки боковых горизонтальных стволов.

Применение многостадийного ГРП способствует не только увеличению дебита одиночных горизонтальных скважин, но и ведет в перспективе к повышению доли выработки трудноизвлекаемых запасов за счет оптимизации охвата воздействием периферийных участков крупных месторождений [1].

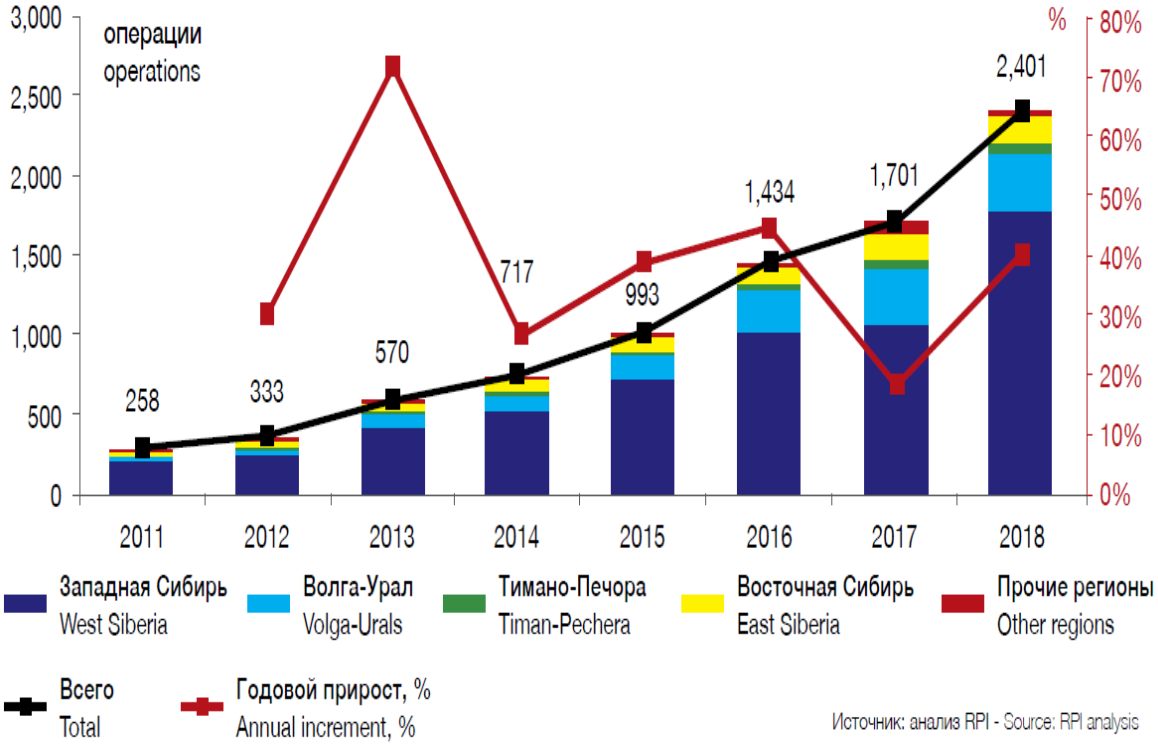


Рисунок 2.3 – Динамика операций МГРП в России в 2011-2018 гг., ед.

2.3 Коэффициент продуктивности

При обсуждении продуктивности конкретной скважины мы рассматриваем соотношение между дебитом и движущей силой (перепадом давления):

$$q = J \cdot \Delta p, \tag{2.1}$$

где постоянная J называется коэффициентом продуктивности (КП).

За время жизни в скважине могут множество раз меняться условия течения, но существует два наиболее важных идеализированных понятия – это постоянная продуктивность:

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta p}{\alpha_1 \cdot B \cdot \mu} \cdot q_D \tag{2.2}$$

и постоянный перепад давления:

$$\Delta p = \frac{\alpha_1 \cdot B \cdot q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot p_D, \quad (2.3)$$

где k – проницаемость породы;

h – толщина продуктивного слоя;

B – объемный коэффициент нефти и газа в пластовых условиях;

μ – вязкость жидкости;

α_1 – коэффициент перевода (равен 1 для когерентных систем).

Вследствие радиальной природы течения, наибольший перепад давления сосредоточен около ствола скважины и любое повреждение значительно увеличивает потери давления. Воздействие повреждения призабойной зоны может быть описано скин-фактором s, добавленным к относительному давлению в выражении для КП [2]:

$$J = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{B \cdot \mu \cdot (p_D + s)}. \quad (2.4)$$

Скин-фактор (рисунок 2.4) – это еще одна переменная, характеризующая наиболее важный аспект повреждения призабойной зоны. Потери давления, вызванные повреждением в той или иной степени пропорциональны продуктивности. Даже при наилучших технологиях бурения и вскрытия явления загрязнения в области около скважины все равно существуют. Скин-фактор можно считать мерой «ценности» скважины. Влияние скин-эффекта могут усилить и другие механические факторы, которые не связаны с повреждением. Это может быть вызвано плохой перфорацией, частичным вскрытием продуктивного горизонта скважиной или неподходящей технологией вскрытия трещины и т.д. Если скважина повреждена (или по какой-либо другой причине ее продуктивность ниже идеального значения), то скин-фактор является положительным [2].

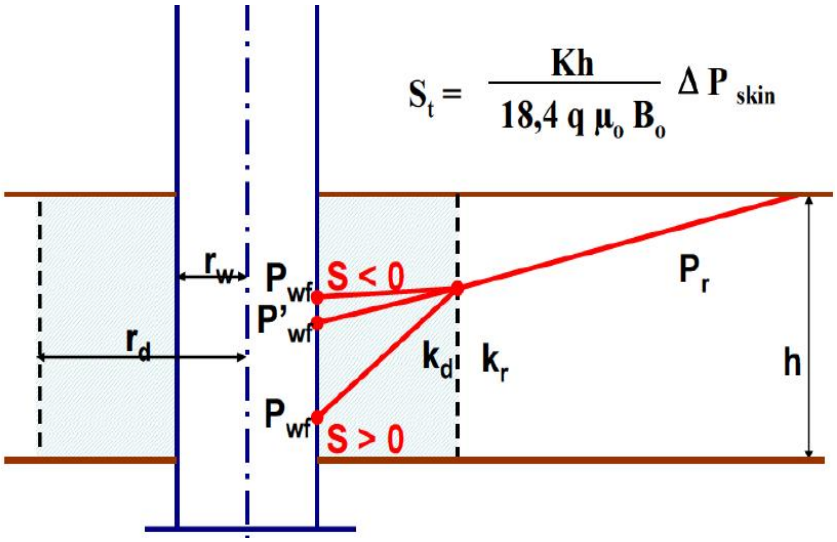


Рисунок 2.4 – Модель скин-фактора

Стимулирование скважины повышает коэффициент продуктивности. Поэтому разумно рассматривать любой вид стимуляции как способ уменьшения скин-эффекта. Из-за столь многочисленных отрицательных сторон скин-эффекта можно использовать даже способы стимуляции, не только устраняющие повреждения, но и создающие новые и расширяющие старые каналы течения. В последнем случае более правильно говорить о псевдоскин-эффекте, показывая что обработка производит некоторые структурные изменения в течении жидкости, вдобавок к устранению повреждения.

Обход скин зоны является основной целью ГРП. В результате ГРП между скважиной и продуктивным пластом образуется зона высокой проводимости.

2.4 Сущность ГРП как метода интенсификации добычи нефти

Гидроразрыв пласта – это технологический процесс увеличения проницаемости пород в призабойной и удаленной от скважины зонах путем расширения естественных трещин пласта или созданием новых [1].

В основе этого метода лежит процесс, при котором в призабойную зону скважины нагнетается жидкость под давлением, превышающим местное горное давление и прочностные характеристики породы продуктивного пласта.

Чтобы предотвратить смыкание трещин после снятия давления, в них вводят закрепляющий материал (проппант). Схематичную картину процесса ГРП можем наблюдать на рисунке 2.5.

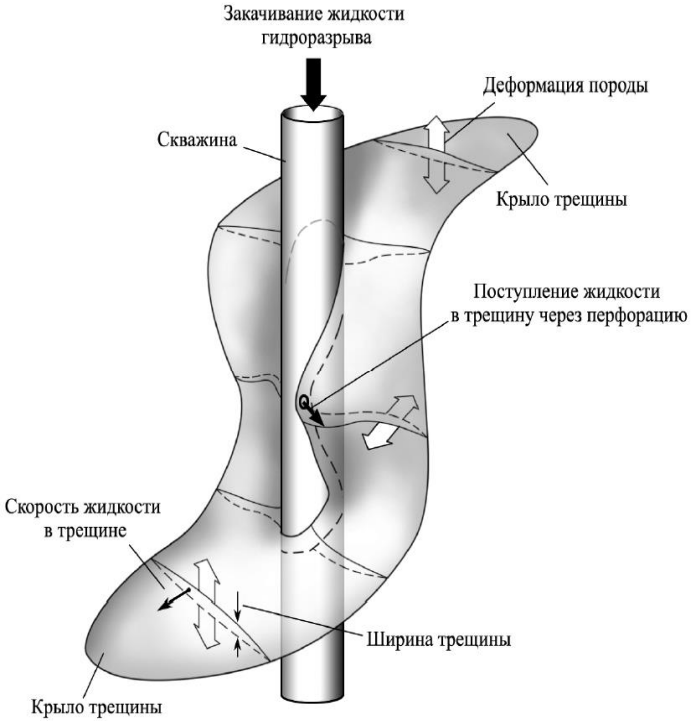


Рисунок 2.5 – Схематичная картина процесса гидроразрыва пласта

Главную цель ГРП часто определяют как стимуляцию скважины посредством увеличения ее продуктивности. В результате отмечается рост производительности (дебита) скважины либо уменьшение рабочего перепада давления (депрессии). Снижение перепада давления помогает ограничить вынос песка, избежать образования конуса обводнения или разгазирования нефти вблизи забоя скважины [1].

Масштабное распространение получил локальный гидроразрыв, являющийся эффективным средством воздействия на ПЗС. При этом достаточно создания трещин длиной 10 – 20 м с закачкой десятков кубометров жидкости и нескольких тонн проппанта.

Глубокопроникающий ГРП с образованием протяженных трещин направлен не только на увеличение проницаемости ПЗС, но и на повышение охвата пласта воздействием. Применение глубокопроникающего ГРП на

большей части фонда скважин рассматривается как масштабный элемент системы разработки и способствует росту конечной нефтеотдачи, а также позволяет вводить в разработку залежи с потенциальным дебитом скважин в 2 – 3 раза ниже уровня рентабельной добычи, т.е. переводить часть забалансовых запасов в промышленные. Для вертикальной нефтяной скважины оптимальная закрепленная проппантом длина трещины от действия ГРП при проницаемости пласта 0,01 – 0,05 мкм^2 обычно составляет 40 – 60 м, а объем закачки – от 10 до 100 м^3 жидкости и от 1 до 10 тонн проппанта [1].

В Канаде и ряде других стран Западной Европы, для того чтобы разрабатывать газовые коллекторы со сверхнизкой проницаемостью (менее 0,0001 мкм^2), применяется технология массированного ГРП. При этом создают трещины протяженностью 1000 м и более с закачкой от сотен до тысяч кубометров жидкости и от сотен до тысяч тонн проппанта.

В зависимости от объема проппанта, упакованного в пласт при проведении операций, различают три вида ГРП:

- стандартный (с массой проппанта до 30 тонн);
- объемный (с массой проппанта 30 – 60 тонн);
- большеобъемный (с массой проппанта от 60 тонн и более).

На нефтяных месторождениях Западной Сибири, которая является основным потребителем услуг ГРП, масса проппанта во время обработок достигает 500 т и более.

Для преодоления положительного скин-эффекта в призабойной зоне скважины используются импульсные технологии гидроразрыва, с помощью которых создается несколько радиально расходящихся от ствола скважины трещин.

Таким образом, следует еще раз обратить внимание на то, что целью ГРП может являться как воздействие на ПЗС, так и вовлечение в разработку недренируемых, достаточно удаленных от скважины участков продуктивного пласта (запасов нефти).

2.5 Технологические схемы ГРП

По технологическим схемам проведения различают:

- однократный разрыв пласта;
- однократный направленный (селективный) разрыв пласта;
- поинтервальный (многократный) разрыв пласта.

Технология однократного ГРП предполагает создание одной трещины в продуктивном разрезе вертикальной скважины. В этом случае под давлением закачиваемой жидкости одновременно оказываются все пласты (пропластки), вскрытые скважиной. Данную технологию иногда называют «слепым» ГРП.

При направленном (селективном, избирательном) ГРП места образования трещин регулируются по продуктивному разрезу скважины. Обработке подлежат только отдельные пласты или пропластки с низкой продуктивностью. В этом случае перед ГРП может быть проведена избирательная перфорация. Намеченный интервал изолируется сверху и снизу двумя пакерами и подвергается обработке.

Повторный гидроразрыв пласта характеризуется совпадением целевых интервалов первичного и каждого последующего воздействия. Эти операции проводятся с целью восстановления утраченной или повышения текущей проводимости трещин, а также для того чтобы улучшить геометрические параметры.

Технологические схемы многократного ГРП обеспечивают образование нескольких трещин по всей вскрытой продуктивной толщине пласта. К примеру, возможны два способа ведения работ:

1. Разобщение продуктивной толщи внутри скважины на отдельные зоны и разрыв каждой из них;

2. Закупоривание трещины, образовавшейся при однократном ГРП, специальными веществами и создание в скважине повышенного давления путем нагнетания новых порций жидкости разрыва [1].

2.6 Механизм образования трещины ГРП

В процессе ГРП созданные трещины увеличиваются в длину, высоту и ширину. От этих трех главных геометрических характеристик зависит способность трещины увеличивать добычу скважины. Эти параметры взаимосвязаны и определяются естественными горными напряжениями, которые в условиях спокойного осадконакопления распределены так, как показано на рисунке 2.6. Нормальное напряжение σ_z характеризует горное (геостатическое) давление. Напряжения σ_x и σ_y отражают так называемое боковое горное давление, обусловленное активностью протекавших на территории тектонических процессов [1].

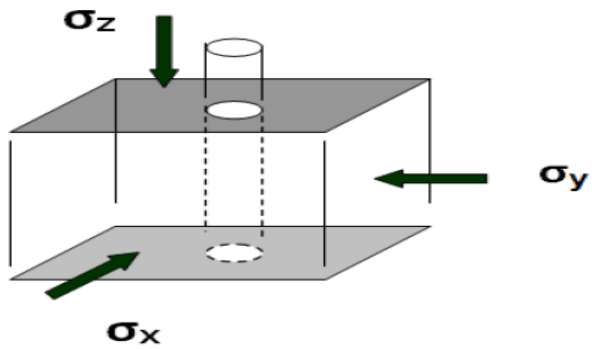


Рисунок 2.6 – Система горных напряжений [4]

Развитие трещины происходит в направлении, перпендикулярном минимальному горному напряжению. Например, если σ_x – наименьшее горное напряжение, то развитие трещины будет происходить в плоскости, перпендикулярной этому напряжению. Такая трещина считается вертикально ориентированной (рисунок 2.7).

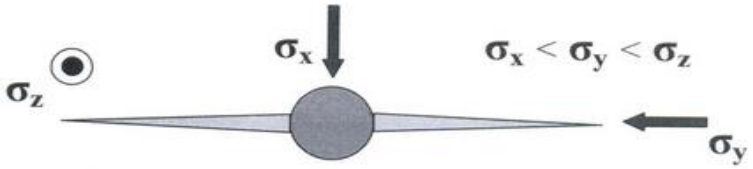


Рисунок 2.7 – План вертикальной трещины в плоскости, перпендикулярной σ_x [4]

Если наименьшим является вертикальное напряжение σ_z, то созданная трещина будет развиваться в горизонтальной плоскости. Это нежелательно, поскольку в этом случае трещина наиболее подвержена смыканию.

Оба варианта развития трещины разрыва схематично изображены на рисунке 2.8.

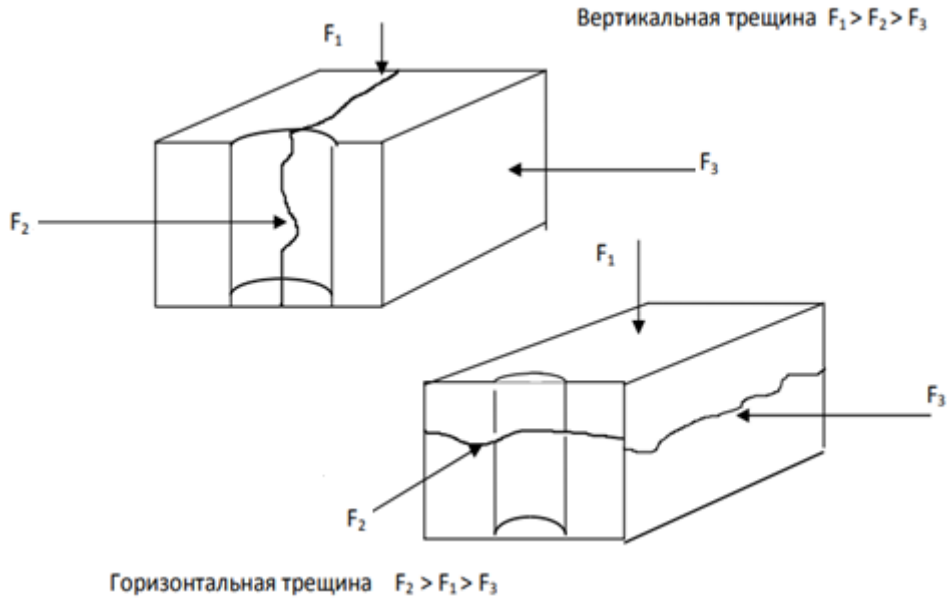


Рисунок 2.8 – Разрыв пласта относительно наименьшего горного напряжения

Опыт показывает, что горизонтальные трещины имеют место на малых глубинах, где давление вышележащих пород минимально, а вертикальное напряжение, как правило, значительно меньше горизонтальных эффективных напряжений. Считается, что в нормальных условиях горизонтальные трещины образуются на глубинах до 200 м, а вертикальные – на глубинах свыше 400 м. На промежуточных глубинах, где главные напряжения примерно равны, ориентация трещин определяется другими факторами, например анизотропией. В пластах, приуроченных к значительным глубинам, с большей долей вероятности образуются вертикально ориентированные трещины.

В регионах с аномальными горными напряжениями вследствие складкообразования и наличия разрывных нарушений со смещением блоков гор-

ных пород возможно развитие наклонных трещин и трещин сложной конфигурации.

Соотношение геометрических характеристик вертикально ориентированной трещины схематично представлено на рисунке 2.9. Показанное изображение является только половиной полной геометрии трещины. В таком случае длина трещины $L_{\mathrm{f}}(x_{\mathrm{f}})$ на самом деле представляет собой ее полудлину, так как предполагается, что всегда существует зеркальное отражение этой трещины с другой стороны скважины с такими же параметрами, как ширина w_f, высота h_f и длина $L_{\mathrm{f}}(x_{\mathrm{f}})$.

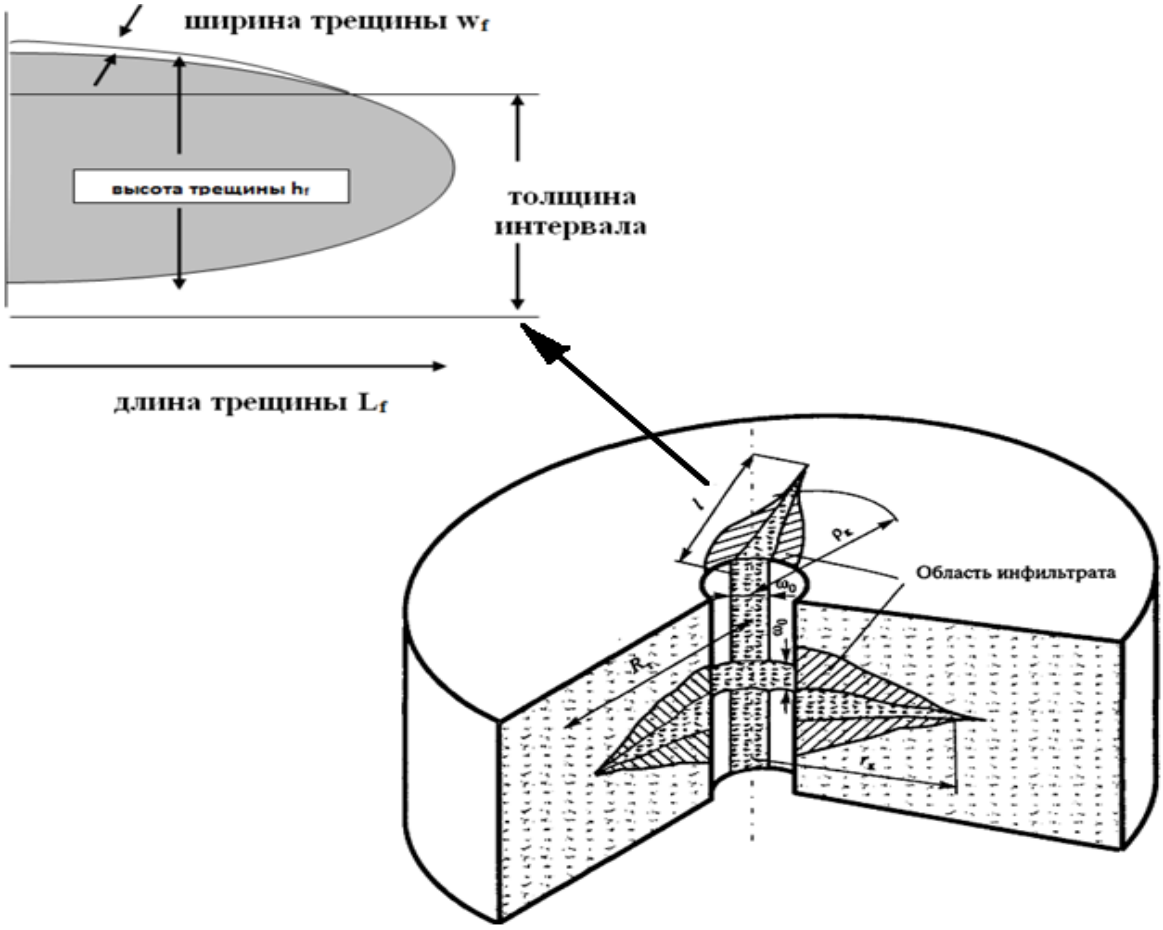


Рисунок 2.9 – Схема геометрии трещины с изображением w_f, h_f, L_f

Произведение ширины трещины w_f на ее проницаемость k_f есть проводимость трещины $(w_f \cdot k_f)$, которая характеризует способность созданного канала транспортировать флюиды к скважине. Из-за высокой проводимости в

трещине значительно снижаются потери давления, вследствие чего ускоряются темпы отбора нефти. Ширина трещины обратно пропорциональна модулю упругости Юнга горных пород. Чем выше модуль Юнга, тем трещина уже. В меньшей степени на геометрию трещины влияют коэффициент Пуассона и сжимаемость пластовой системы.

Высота трещины h_f важна с точки зрения ее отношения к эффективной толщине продуктивного пласта. Избыточная высота трещины ограничивает длину трещины, которая могла бы быть достигнута при данном объеме закачки.

Длина трещины $L_{\mathrm{f}}(x_{\mathrm{f}})$ – это степень развития трещины вглубь продуктивного пласта. Длина трещины определяет площадь зоны дренирования жидкости из пласта.

Течение жидкости из пласта по направлению к трещине похоже на радиальное, а течение жидкости в трещине до забоя скважины имеет линейную геометрию (рисунок 2.10). Трещина, созданная в результате ГРП, увеличивает площадь притока за счет эквивалентного увеличения радиуса забойного участка ствола скважины.

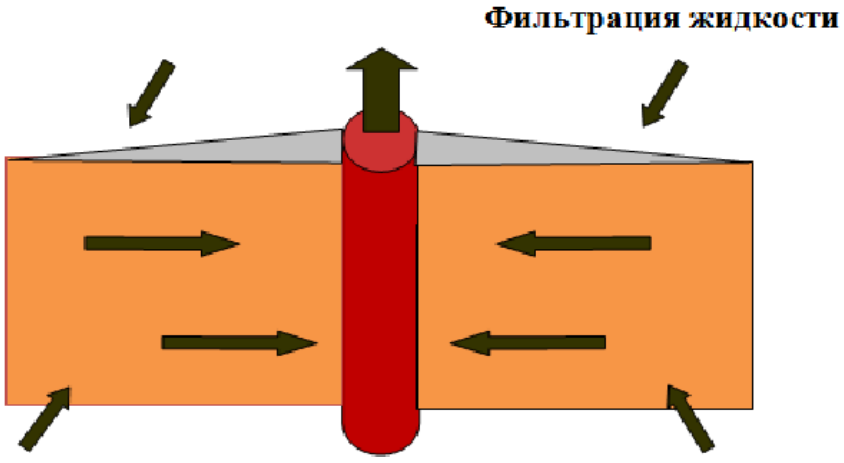


Рисунок 2.10 – Сочетание линейного течения (в трещине) и радиального течения (вблизи скважины) [4]

Основными факторами, влияющими на геометрию трещины, являются проницаемость пласта *k*, естественные напряжения горных пород, пластовое давление.

Рост трещины по высоте – сложная функция реологических параметров жидкости разрыва, объемной скорости закачки, давления в трещине и механизмов сдерживания развития трещины в вертикальном направлении. Первые три фактора можно назвать регулируемыми параметрами, а последний определяется механикой горных пород, в том числе поведением пласта и трещины.

Если образующаяся при ГРП трещина приближается к поверхности раздела слоев, а породы ограничивающих сверху и снизу горизонтов обладают более высокими прочностными характеристиками, чем обрабатываемый пласт, то теоретически рост трещины по вертикали будет приостановлен. Примером этого может служить пласт песчаника с выше и нижезалегающими глинистыми пропластками, работающими как перемычки. Минимальное напряжение у песчаников ниже, значит, дальнейший рост трещины будет сдерживаться (рисунок 2.11).

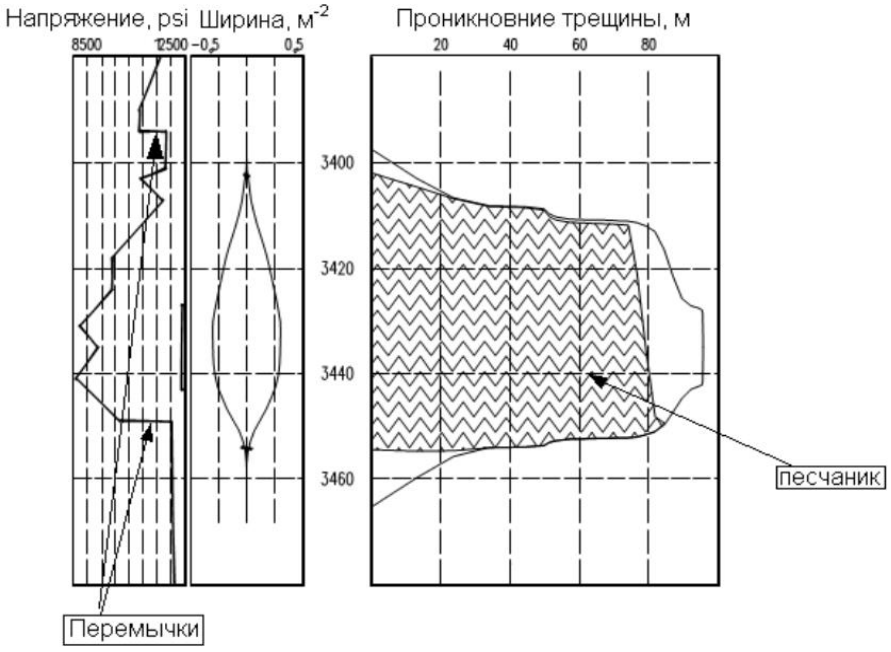


Рисунок 2.11 – Влияние прочностных характеристик контактирующих пород на развитие трещины

Геометрия трещины зависит также от количества жидкости разрыва, проникающей в пласт во время ГРП. Если это количество велико, длина трещины уменьшается и трещина становится уже [1].

2.6.1 Модели трещины (PKN и KGD)

Форма созданной трещины зависит от напряжений и их распределения в пористой среде и может быть описана с помощью моделей, принимающих во внимание механические свойства породы, свойства жидкости разрыва и условия, при которых происходит закачка (скорость, давление).

Доступны три основных группы моделей: двумерные (2D), псевдо-трехмерные (p-3D) и полностью трехмерные (3D) модели. Последняя группа делает возможным симулировать полностью трехмерное распространение разрыва с полным двумерным потоком жидкости. Вычисления проводятся в пределах каждого блока, на которые разделяется трещина. Учитывается то обстоятельство, что у разрыва есть возможность к горизонтальному и вертикальному расширению, а также к перемене плоскости исходного распространения в зависимости от локального распределения напряжений и свойств породы. Однако полностью трехмерные модели требуют значительных объемов входных данных и длительных вычислений.

Двумерные модели являются аналитическими аппроксимациями, которые используют известную и постоянную высоту трещины разрыва. В нефтяной отрасли используются две взаимодополняющие модели. Для длины разрыва, значительно большей, чем высота ($x_f \gg h_f$), подходящей моделью стала модель Перкинса, Керна и Нордгрена (Perkins, Kern, Nordgren), или модель PKN.

Для $x_f \ll h_f$ подходящей является модель С.А. Христиановича, Ю.П. Желтова и Г.И. Баренблатта, преобразованная Гиртсма и де Клерком. Она часто называется моделью KGD. Предельный случай, когда $h_f = 2x_f$ – это радиальная модель. Используемая здесь высота разрыва h_f является динамиче-

ским значением, это высота разрыва в момент времени, когда длина разрыва равна x_f.

Обе модели представлены на рисунках 2.12-2.13.

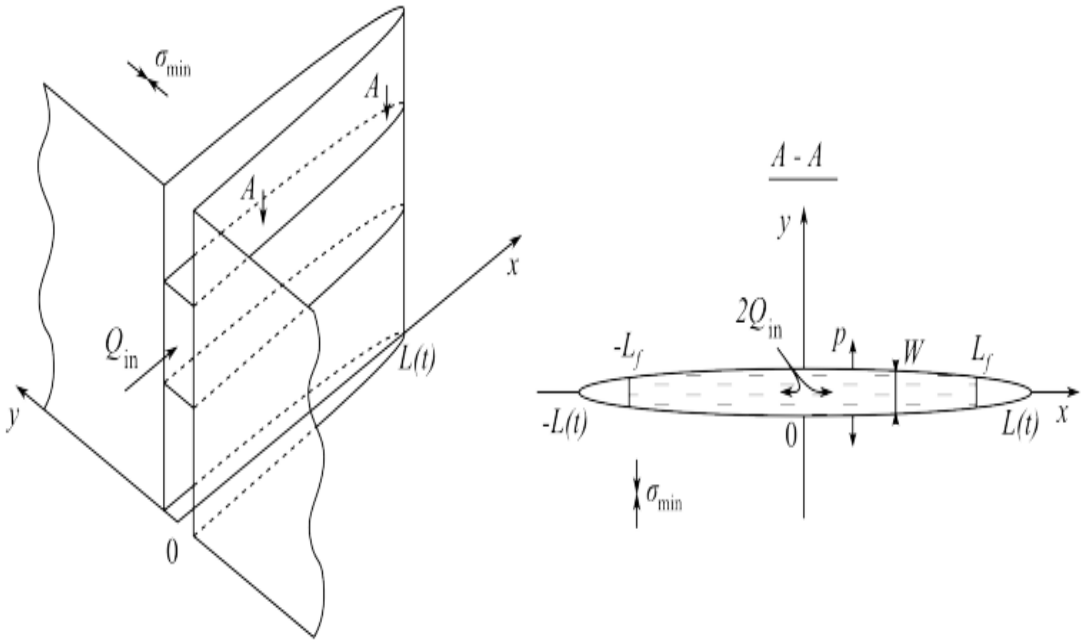


Рисунок 2.12 – Геометрическая концепция KGD-модели

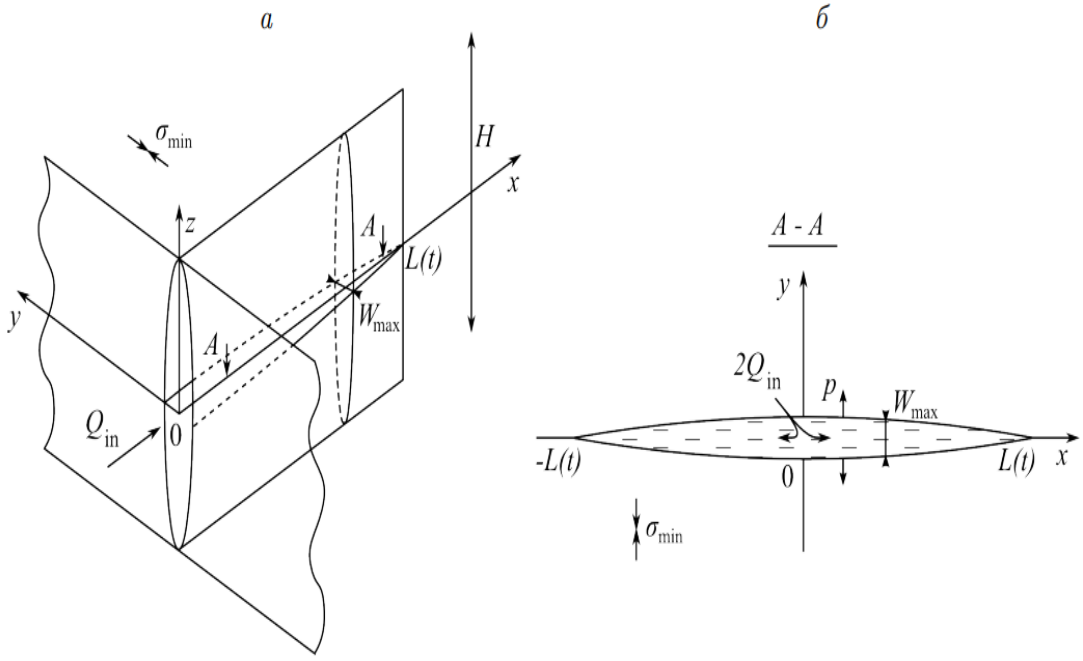


Рисунок 2.13 – Геометрическая концепция PKN-модели:

в вертикальных плоскостях *x* = const, перпендикулярных к плоскости трещины (а), в условиях плоской деформации сечения трещины принимают эллиптическую форму (б)

Модель PKN рассматривает эллиптическую форму у ствола скважины. Максимальная ширина соответствует оси эллипса, нулевая ширина характерна для вершины и нижней части.

Модель KGD соответствует повороту на 90° модели PKN, и наиболее применима для описания формы разрывов при $h_f \gg x_f$. Таким образом, ее не следует использовать в случаях, когда образуются длинные разрывы.

Форма разрыва в модели KGD характеризуется одинаковой шириной вдоль ствола скважины, в сравнении с эллиптической формой (у скважины) для модели PKN. Такой профиль ширины приводит к большему объему трещины разрыва при использовании в расчетах модели KGD, в сравнении с моделью PKN для данной длины разрыва.

Свойства породы влияют на ширину трещины значительно сильнее. Модуль Юнга для обычных пород пласта может меняться примерно на два порядка, если рассматривать диапазон от плотных глубокозалегающих песчаников до диатомитов, углей и мягких меловых пород. Различия в ширине разрыва между этими крайними случаями будет более чем в 2,5 раз. Смысл заключается в том, что для данного объема закачанной жидкости в плотных породах модуль Юнга будет больше, в результате трещина будет узкой, но длинной. И, наоборот, для пород с небольшим модулем Юнга аналогичный объем закачиваемой жидкости приведет к образованию широкой, но короткой трещины. Это одно из тех явлений, когда природное состояние помогает успеху операции гидроразрыва, так как пласты с низкой проницаемостью, которым необходимы длинные разрывы, обычно имеют высокие значения модуля Юнга [1].

2.7 Чистое давление разрыва – основной параметр ГРП

Чистое давление разрыва (Net Pressure, PNet) – это давление в трещине во время разрыва пласта, которое перестает существовать после остановки ГРП, если трещина не закреплена проппантом (т.е. смыкается).

Чистое давление – основной параметр при ГРП.

В случае использования ньютоновской жидкости чистое давление разрыва описывается уравнениями в системных единицах, каждое из которых отражает специфику соответствующей модели:

модель PKN

$$\Delta p_f = 2{,}31 \cdot \left[\frac{G^3 \cdot q_i \cdot \mu \cdot x_f}{(1-\nu)^3 \cdot h_f^4}\right]^{\frac{1}{4}}; \tag{2.5}$$

модель KGD

$$\Delta p_f = 0{,}050 \cdot \left[\frac{G^3 \cdot q_i \cdot \mu}{(1-\nu)^3 \cdot h_f \cdot x_f^2}\right]^{\frac{1}{4}}. \tag{2.6}$$

В модели PKN давление Δp_f с ростом x_f увеличивается, а в модели KGD – уменьшается.

В двумерных моделях высота разрыва вдоль трещины принимается постоянной. Псевдо-3D-модель позволяет оценить одновременное горизонтальное и вертикальное развитие трещины у ствола скважины – там, где высота трещины имеет максимальное значение.

Так как различные породы имеют различные значения коэффициента Пуассона, вертикальное напряжение (вес вышележащей породы) транслируется горизонтально неравномерно. Это приводит к дифференцированию напряжений между слоями, например обрабатываемым песчаником и выше- и нижележащими глинистыми породами.

Простая модель Симонсона (1978 г.) связывает этот контакт напряжений, полезное давление разрыва и вертикальную миграцию у ствола скважины. Вдобавок в нее включено влияние межслоевого коэффициента интенсивности критического напряжения, K_{1C} (жесткость разрыва) и вес. Последнее

было проделано Ньюберри и др. в 1985 году. Схематично изображение этой модели представлено на рисунке 2.14.

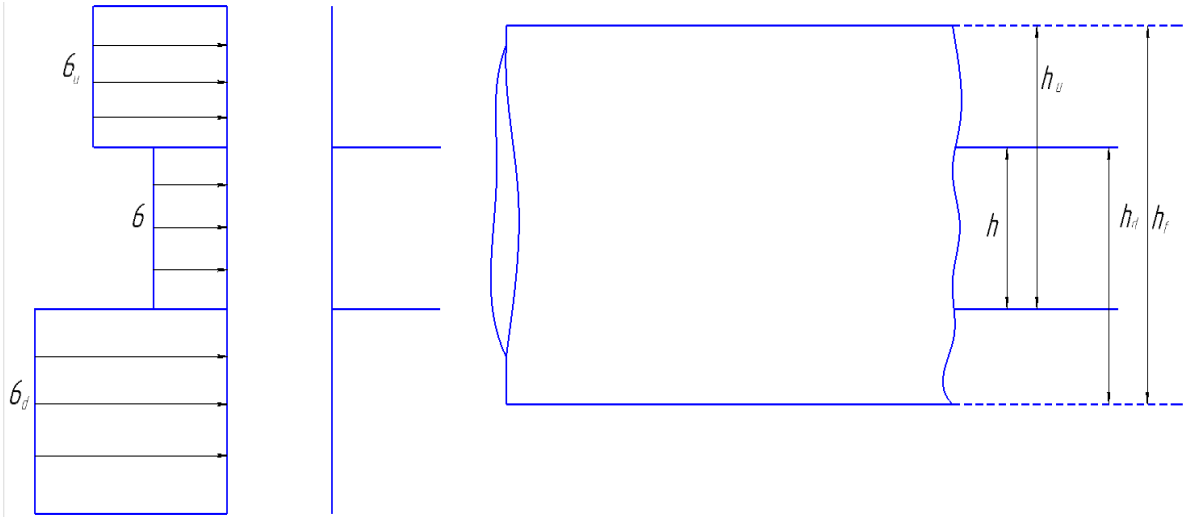


Рисунок 2.14 – Геометрия и профили напряжений целевого и соседних интервалов при вертикальной миграции разрыва

Значение горизонтального напряжения в рассматриваемом слое толщины h равно σ. Вышележащий слой имеет напряжение σ_u, а нижележащий σ_d. Миграция разрыва вверх h_u измеряется начиная от нижней части пласта, миграция вниз h_d – от верхней части. Полезное давление разрыва, необходимое для миграции высоты разрыва вверх (h_u), составляет

$$\Delta p_f = \frac{C_1}{\sqrt{h_u}}\left[K_{1C}\left(1-\sqrt{\frac{h_u}{h}}\right)+C_2(\sigma_u-\sigma)\sqrt{h_u}cos^{-1}\left(\frac{h}{h_u}\right)\right] + C_3\rho(h_u-0{,}5h). \quad (2.7)$$

Аналогично, чистое давление разрыва для развития трещины вниз (h_d), составляет

$$\Delta p_f = \frac{C_1}{\sqrt{h_d}}\left[K_{1C}\left(1-\sqrt{\frac{h_d}{h}}\right)+C_2(\sigma_d-\sigma)\sqrt{h_u}cos^{-1}\left(\frac{h}{h_d}\right)\right] + C_3\rho(h_d-0{,}5h). \quad (2.8)$$

где C_1, C_2, C_3 – константы, для нефтепромысловой системы единиц равны 0,0217, 0,515 и 0,0069 соответственно.

При миграции вверх гравитационные эффекты будут замедлять процесс, в то время как при миграции вниз – ускорять [1].

2.8 Технологические агенты и материалы ГРП

Жидкости ГРП по целевому назначению делятся на три категории:

- жидкость разрыва;
- жидкость-носитель;
- продавочная жидкость.

Применение рабочих жидкостей не должно ухудшать коллекторские и фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) породы продуктивного пласта. В связи с этим при ГРП в нефтяных скважинах используются жидкости, которые содержат углеводородную составляющую, а в нагнетательных – на водной основе.

Главной функцией жидкости разрыва является передача от насосов к породе гидравлического давления, обеспечивающего нарушение целостности породы с образованием новой трещины или расширением уже существующих.

Жидкости для гидроразрыва в зависимости от их главного компонента подразделяются на:

- жидкости на нефтяной или водной основе;
- смеси нефти и воды, называемые эмульсиями;
- вспененные системы на нефтяной и водной основе, содержащие азот или углекислый газ.

Жидкость-носитель применяют для подачи закрепляющего материала (проппанта) по трещине вглубь продуктивного пласта.

Продавочные жидкости закачивают в скважину для того, чтобы довести жидкость-носитель до забоя скважины. Объем продавочной жидкости равен объему НКТ. К расчетному объему НКТ прибавляется объем затрубного пространства между башмаком НКТ и верхними отверстиями фильтра. В качестве продавочной жидкости используется чаще всего вода.

К жидкостям разрыва добавляются материалы – добавки для создания специфического эффекта, не зависящего от типа жидкости. В состав жидкости ГРП в расчетных соотношениях могут входить следующие компоненты: хлористый кальций, жидкий пеногаситель, ПАВ, ингибитор набухания глин, биоцид, стабилизатор ионов железа, понизитель водоотдачи, деструктор, активатор.

Биоциды необходимы для исключения вероятности разрушения рабочих жидкостей ГРП бактериями и отходами их жизнедеятельности, а также для защиты пласта от бактерий [3].

Тампонирующие материалы обеспечивают контроль мгновенной утечки. Наиболее эффективным из недорогих материалов является молотый кварцевый песок.

Деструкторы (брейкеры) понижают вязкость путем уменьшения размеров молекул сшитого полимера, благодаря чему они имеют потенциал значительного улучшения очистки и увеличения дебита скважины после проведения гидроразрыва.

Одна из современных разработок – ГРП с применением энзимного брейкера. Энзимы (ферменты) – это природные катализаторы, белковые молекулы или молекулы РНК (рибозимы), ускоряющие химические реакции в органических системах и способствующие эффективному разрушению геля на полимерной основе.

ПАВ – препятствуют образованию эмульсий, снижают поверхностное натяжение и изменяют смачиваемость. Снижение поверхностного натяжения улучшает извлечение флюидов.

Пенообразователи обеспечивают стабилизацию поверхностной активности, необходимой для удержания газа в тонкодисперсной форме в пенных жидкостях гидроразрыва.

Добавки для стабилизации глин обеспечивают временную совместимость разбухающих глин с водой.

Тип и концентрации используемых добавок сильно зависят от пластовой температуры, литологии, химического состава и свойств пластовых жидкостей.

Технологические жидкости для ГРП должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- Они не должны снижать проницаемость прискважинного участка пласта;

- При минимальных затратах они должны обеспечивать формирование трещин заданной протяженности;

- Их вязкость должна обеспечивать высокую несущую способность проппанта (песка), достаточную для транспортирования и равномерного размещения в трещине гидроразрыва расклинивающего материала и создания заданной раскрытости трещин;

- Обладать высокой стабильностью при закачке;

- Легко удаляться из пласта после проведения процесса;

- Обладать регулируемой способностью деструктироваться в пластовых условиях, не образуя при этом нерастворимого твердого осадка, снижающего проницаемость пласта и не создающего должного распределения расклинивающего материала в трещине гидроразрыва;

- Следует отдавать предпочтение не дефицитным и легкодоступным рабочим жидкостям [1, 11].

Одна из актуальных классификаций жидкостей ГРП представлена в таблице 2.1.

Т а б л и ц а 2.1 – Жидкости ГРП и условия их применения [1]

Основа	Тип жидкости	Основные компоненты	Применение
Вода	Линейная	Гуар, гидроксипропилгуар (ГПГ), гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ), карбоксиметил-гидроксипропилгуар (КМГПГ)	Короткие трещины, низкие температуры
	Сшитая	Сшивающий агент+гуар, ГПГ, КМГПГ или карбоксиметил-гидрокси-этилцеллюлоза (КМГПГ)	Длинные трещины, высокие температуры
	Мицеллярная	Электролит+ПАВ	Средние длины трещин, умеренные температуры
Пена	Водная основа	Вспениватель + N_2 или CO_2	Низконапорные пласты
	Кислотная основа	Вспениватель + N_2	Низконапорные карбонатные пласты
	Спиртовая основа	Метанол+Вспениватель + N_2	Низконапорные водочувствительные пласты
Нефть	Линейная	Гелеобразующий агент	Короткие трещины, водочувствительные пласты
	Сшитая	Гелеобразующий агент + сшивающий агент	Длинные трещины, водочувствительные пласты
	Водная эмульсия	Вода+нефть+эмульгатор	Средние длины трещин, хороший контроль потерь на фильтрацию

Продолжение т а б л и ц ы 2.1

Кислота	Линейная	Гуар или ГПГ	Короткие трещины, карбонатные породы
	Сшитая	Сшивающий агент+гуар или ГПГ	Длинные широкие трещины, карбонатные пласты
	Нефтяная эмульсия	Кислота+нефть+эмульгатор	Средние длины трещин, карбонатные пласты

2.9 Проппанты и способы их закрепления в трещине

Функция закрепляющего материала (проппанта) заключается в удержании трещины в открытом состоянии после остановки насосов и снижения давления в трещине (рисунок 2.15).

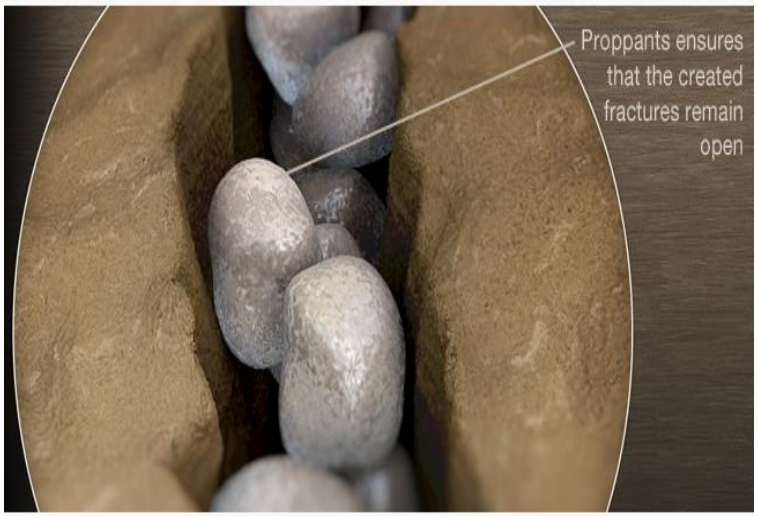


Рисунок 2.15 – Схема упаковки проппантом трещины ГРП

В качестве наполнителя трещин могут использоваться:

- кварцевый отсортированный песок с размером зерен 0,5-1,12 мм, не загрязненный мелкими, пылевидными или глинистыми фракциями;

- стеклянные шарики;

- зерна агломерированного боксита;

- полимерные шарики;

- искусственные керамические пески (проппанты) (рисунок 2.16).

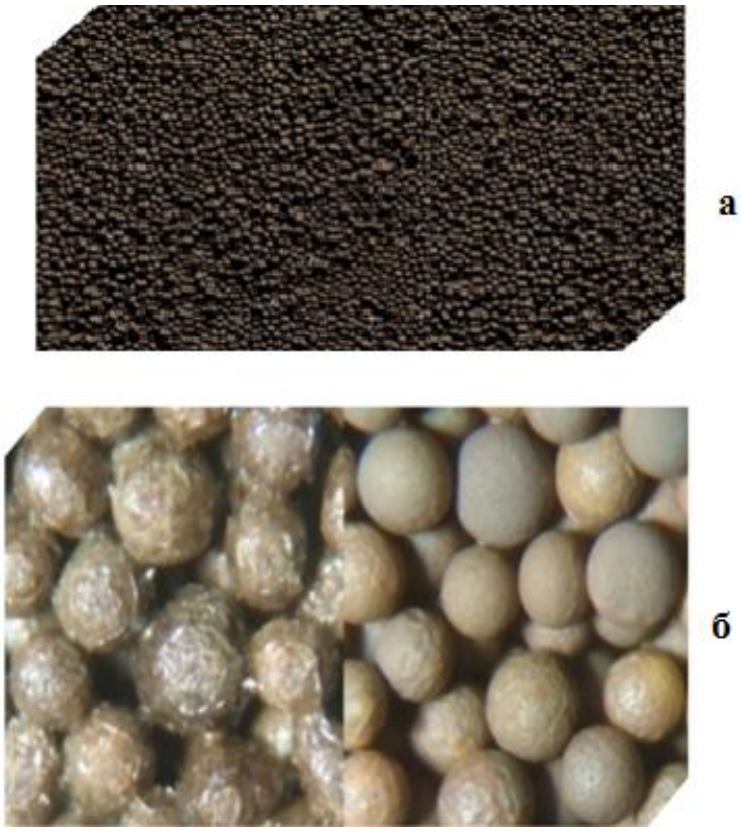


Рисунок 2.16 – Керамический проппант:

(а) – керамический проппант на магнийсиликатной основе средней прочности; (б) – керамический проппант с отверждаемым полимерным покрытием

К физическим характеристикам наполнителей, которые влияют на проводимость трещины, относятся такие параметры, как прочность, размер гранул и гранулометрический состав, качество (наличие примесей, растворимость в кислотах), форма гранул (сферичность и округлость) и плотность. Некоторые характеристики приведены в таблице 2.2.

Считается, что с увеличением размера частиц увеличивается проводимость создаваемых трещин, а с уменьшением их размера повышается транспортирующая способность жидкости-носителя.

Т а б л и ц а 2.2 – Классификация современных материалов для закрепления трещин [1]

Материал	Плотность, кг/м^3	Предельное напряжение сжатия, МПа	Предельная глубина пласта, м
Кварцевый песок	2550-2650	40	2500
Керамический проппант средней прочности	2700-3300	69	3500
Синтетический проппант высокой прочности (спеченный боксит, окись циркония)	3200-3800	100	Свыше 3500

Фракционный состав проппантов				
Размер гранул, мм	0,85-0,425	1,7-0,85	1,18-0,85	0,425-0,212
Типоразмер, меш	20/40	12/20	16/20	40/70

Содержание закрепляющего материала в жидкости-носителе определяется ее удерживающей способностью. Критерием предельного содержания является концентрация, при которой начинается коалесценция частиц в смеси, или концентрация, при которой расстояние между частицами становится менее их диаметра.

Основные требования к наполнителю:

- высокая прочность на сдавливание (смятие);
- геометрически правильная шарообразная форма (ГОСТ Р 51761).

При подборе закрепляющего материала основным критерием для обеспечения длительной проводимости трещины на глубине залегания пласта является прочность проппанта. Горизонтальное напряжение возрастает с глубиной примерно на 19 МПа/км, поэтому на больших глубинах используются проппанты повышенной прочности. С увеличением размеров гранул прочность проппанта снижается.

Выбор нужного размера гранул зависит от целого ряда факторов. Чем крупнее гранулы, тем большую проницаемость имеет упаковка проппанта в трещине. Однако крупные фракции труднее переносятся вдоль трещины. Кроме того, по данным зарубежных источников, диаметр перфорационного канала должен, по меньшей мере, в шесть раз превышать максимальный диаметр частиц закрепляющего материала. Проппанты более мелкой фракции предпочтительнее использовать в слабосцементированных коллекторах, так как за счет выноса из пласта мелкодисперсных частиц упаковка крупнозернистого проппанта постепенно засоряется, и ее проницаемость снижается.

От округлости и сферичности гранул проппанта зависят плотность его упаковки в трещине, ее фильтрационное сопротивление, а также степень разрушения гранул под действием горного давления.

Плотность проппанта, как и размер гранул, определяет перенос и расположение проппанта вдоль трещины. Проппанты высокой плотности труднее поддерживать во взвешенном состоянии в жидкости разрыва при их транспортировании вдоль трещины. Заполнение трещины проппантом высокой плотности может быть достигнуто двумя путями: использованием высоковязких жидкостей, которые переносят проппант по длине трещине с минимальным его осаждением, или использованием маловязких жидкостей при повышенном темпе их закачки.

Несомненной проблемой является вынос проппанта в скважину после проведения ГРП. Это явление встречается во время первичной очистки, а иногда и после полного освоения скважины. Вынос проппанта может привести к увеличению продолжительности и стоимости ремонтных работ, частому выходу из строя оборудования. В низкодебитных скважинах проппант может осаждаться в обсадной колонне, что требует периодических промывок. Результатом может быть потеря приствольной проводимости с полным прекращением добычи в случае перекрытия продуктивной зоны.

Один из методов, используемых для борьбы с выносом проппанта, - метод PropNET (Shlumberger). Суть его заключается в том, что в скважину

одновременно с проппантом в составе рабочей жидкости закачивается стекловолокно. В пласте оно образует сеточную структуру (рисунок 2.17), которая стабилизирует проппантную пачку и одновременно обеспечивает высокие дебиты нефти [1].

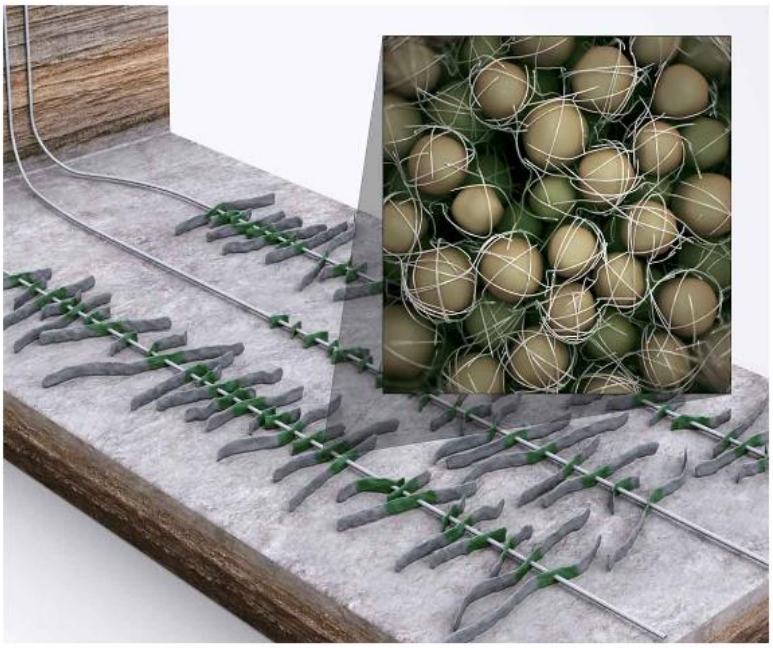


Рисунок 2.17 – Технология управления обратным притоком проппанта PropNET [13]

2.10 Техническое оснащение процесса ГРП

Как правило, ГРП проводят по колонне НКТ, спускаемой в скважину и фиксируемой на расчетной глубине пакером и якорем (рисунок 2.18).

Насосно-компрессорные трубы (НКТ) служат для спуска пакера и для подачи жидкости разрыва с устья на забой скважины при проведении ГРП. При проведении операций по гидроразрыву пласта используют гладкие, высокогерметичные НКТ типа НКМ из стали групп прочности «Е», «Л», «М» по ГОСТ 633-80 условным диаметром 73 и 89 мм и толщиной стенки 7 и 8 мм. Выбор требуемой прочности технологических колонн определяется планируемыми режимами операций. В ряде технологий подземное оборудование должно обеспечивать возможность повышения давления до 100 МПа.



Рисунок 2.18 – Схема подземного оборудования при проведении ГРП в вертикальных скважинах

Пакер (рисунок 2.19) необходим для изоляции эксплуатационной колонны от воздействия высоких давлений закачиваемых рабочих жидкостей в процессе проведения ГРП (разобщает фильтровую зону пласта от ее вышележащей части).

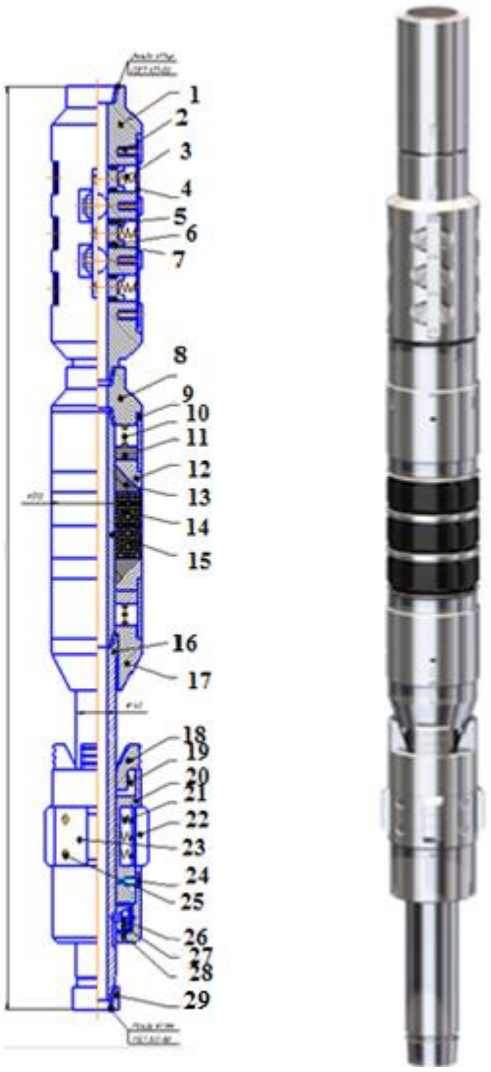


Рисунок 2.19 – Пакер ПРО-ЯМО2-ЯГ1(Ф)-142-58-1000-Т1001-К3:

1, 20 – корпус; 2 – винт; 3, 10, 19, 21 – пружина; 4, 22 – планка; 5, 18 – плашка; 6 – шайба; 7 – кольцо; 8 – муфта; 9 – кожух; 11 – упор; 12 – опора; 13, 17 – конус; 14 – элемент резиновый; 15, 16 – шток; 23 – покрышка; 24, 25 – винт; 26 – фиксатор; 27 – втулка; 28 – колпак; 29 – муфта защитная

Для восприятия усилия от перепада давлений, действующего на пакер в одном или двух направлениях, пакер должен иметь соответствующее заякоривающее устройство (якорь).

Якорь гидравлический плашечного типа (рисунок 2.20) – это устройство, предназначенное для фиксации колонны НКТ с пакером в обсадной колонне. В момент создания внутри якоря избыточного давления, зубчатые плашки раздвигаются и вдавливаются в обсадную колонну, надежно фиксируя спущенное в скважину оборудование.

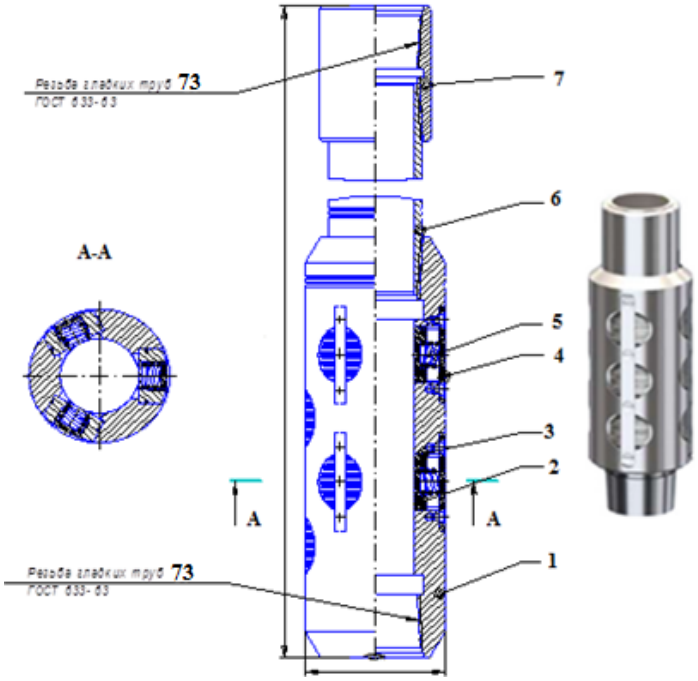


Рисунок 2.20 – Якорь гидравлический ЯГ1(М)-142-59-1000-Т100-К3:
1 – корпус; 2 – плашки; 3 – уплотнительное кольцо; 4 – утопленные планки; 5 – пружина; 6 – патрубок; 7 – муфта гладких НКТ

Кроме того, в состав подземного оборудования для проведения операций по ГРП входят:

- Воронка (перо-воронка) – предназначена для исключения возникновения аварийных ситуаций в процессе выполнения геофизических исследований, а также при работе на гибкой насосно-компрессорной трубе (ГНКТ) с использованием колтюбинговых установок. Во время проведения струйных ГРП данный элемент является конструктивным узлом гидропескоструйного перфоратора. На рисунке 2.21 изображена воронка ВМ НКТ-89 мм.

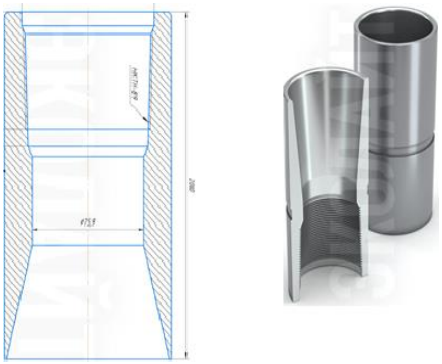


Рисунок 2.21 – Воронка ВМ НКТ-89 мм

- Гидропескоструйный перфоратор (ГПП) – используется при планировании проведения струйного ГРП (рисунок 2.22), предполагающего гидропескоструйную резку колонны, последующее образование серии каверн в заколонном пространств, повышении в них давления и инициации разрыва пласта. В перфоратор подается смесь кварцевого песка (проппанта) и воды с расходом 0,2 $м^3$/мин – на одно сопло, общий расход смеси – не менее 1,5 $м^3$/мин. Во избежание разрыва других интервалов пластов давление в затрубном пространстве не должно превышать величину бокового горного давления. В вертикальной скважине с хорошей перфорацией при «струйном» гидроразрыве трещина в пласте развивается вдоль оси колонны [12].

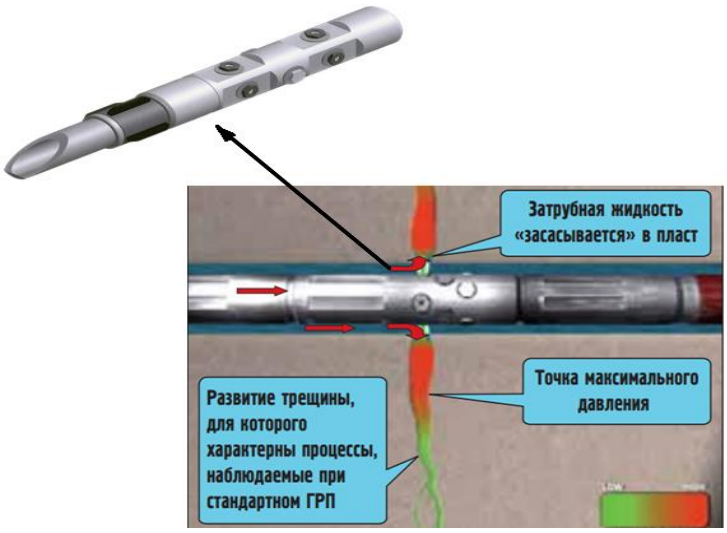


Рисунок 2.22 – Схема проведения ГРП+ГПП с изображением перфоратора ГПП

- Реперный патрубок – используется для привязки подземного оборудования к интервалу перфорации при помощи геофизических методов.

Подземное оборудование должно иметь максимальное проходное сечение во всех элементах его компоновки с учетом конструктивных особенностей скважины и предполагаемой технологии ее стимуляции.

Базовый состав комплекса ГРП включает в себя следующую специализированную технику (рисунок 2.23):

- смесительная установка (пескосмеситель);

- насосные агрегаты;
- блок манифольдов;
- песковоз;
- машина химических добавок;
- гидратационная установка;
- станция контроля и управления;
- вспомогательная техника (агрегат ЦА-320, вакуумный насос).

Смесительная установка для ГРП предназначена для приготовления рабочей жидкости и дальнейшей ее подачи на насосы высокого давления.

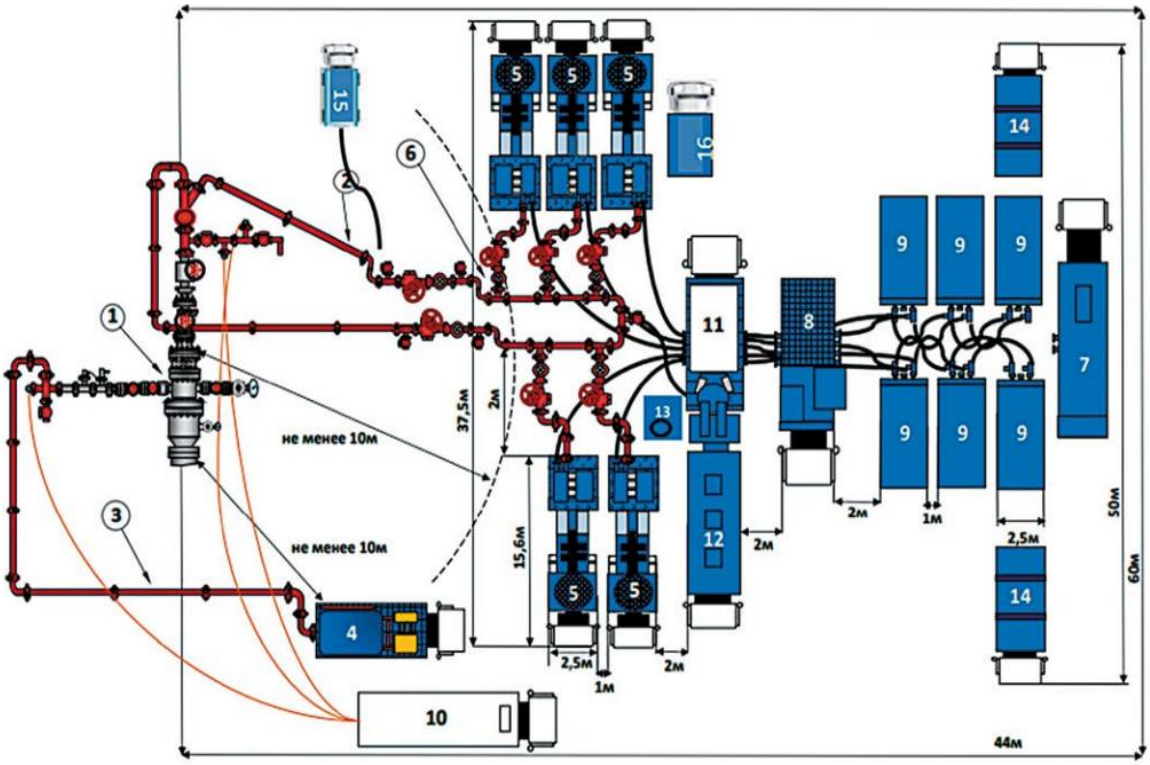


Рисунок 2.23 – Схема расположения оборудования при ГРП:

1 – скважина; 2 – линия высокого давления; 3 – линия поддержания затрубного давления; 4 – установка насосная для кислотной обработки скважин; 5 – насосная установка; 6 – блок манифольдов; 7 – установка нагрева воды; 8 – гидратационная установка; 9 – технологические емкости; 10 – станция контроля и управления; 11 – смесительная установка; 12 – песковоз; 13 – бункер для проппанта; 14 – тягач; 15 – вакуумная установка

Установки насосные предназначены для нагнетания жидкости разрыва и расклинивающего материала в пласт при выполнении операций ГРП.

Насосные установки (рисунок 2.24) представляют собой единый агрегат, включающий в себя насос, двигательную установку и коробку передач.

Песковоз предназначен для транспортировки и дозированной подачи в процессе выполнения операции ГРП расклинивающего наполнителя (проппанта), оборудован емкостью объемом 20 м^3 с гидравлическим приводом.



Рисунок 2.24 – Насосный агрегат (общий вид)

Блок манифольдов соединяет смесительную установку (блендер) с насосными установками по линии низкого давления (рисунок 2.25, б) и насосные установки с устьем скважины по линии высокого давления (рисунок 2.25, а). Для перевозки блока манифольдов используется промысловый грузовик повышенной проходимости с платформой, гидравлической лебедкой и краном для погрузо-разгрузочных работ (рисунок 2.26).

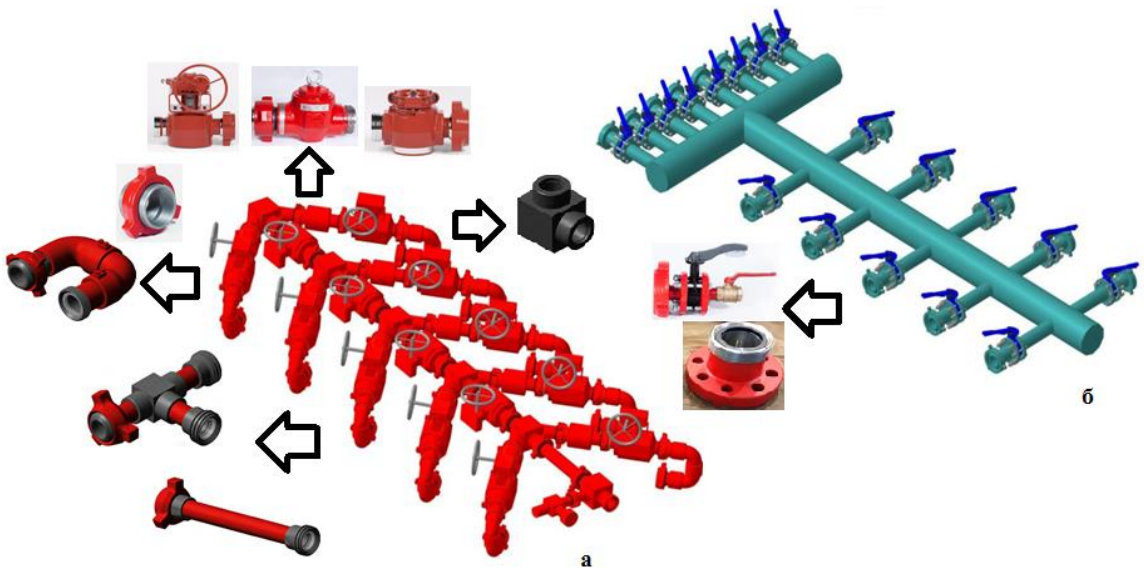


Рисунок 2.25 – Блок манифольдов:

(а) – высокого давления; (б) – низкого давления



Рисунок 2.26 – Трейлер-манифольд компании «Yantay Jereh Petroleum»

Машина химических добавок (система дозирования химикатов) предназначена для перевозки, хранения и подачи жидких химических добавок к смесительной и гидратационным установкам перед и в процессе выполнения операций ГРП. Установка имеет несколько гидравлических баков с емкостями для ПАВ, полимеров, сшивателя, гидравлические насосы, систему нагрева жидкости, расходомеры и автоматические контроллеры.

Станция контроля и управления предназначена для управления процессом ГРП, сбора данных и их дальнейшего анализа. Контролируемыми параметрами в процессе ГРП являются:

- давление в НКТ;
- давление в затрубном пространстве;
- расход смеси;
- расход проппанта;
- плотность смеси;
- расход химреагентов.

Установка гидратации предназначена для приготовления гелей на водной основе с использованием порошкообразного гелеобразователя непосредственно в процессе операций ГРП.

В вакуумную установку, постоянно включенную в обвязку, производится сброс давления в случае аварии после автоматического отключения насосов и срабатывания обратных клапанов обвязки. Сброс давления из за-

трубного пространства производится в емкость агрегата ЦА-320, постоянно подключенного к устью скважины.

Компоновка ГРП устьевая с БРС (рисунок 2.27) предназначена для герметизации устья скважины и перекрытия потока рабочей жидкости во время проведения операций ГРП, а также подвешивания колонны НКТ с пакерно-якорным оборудованием.

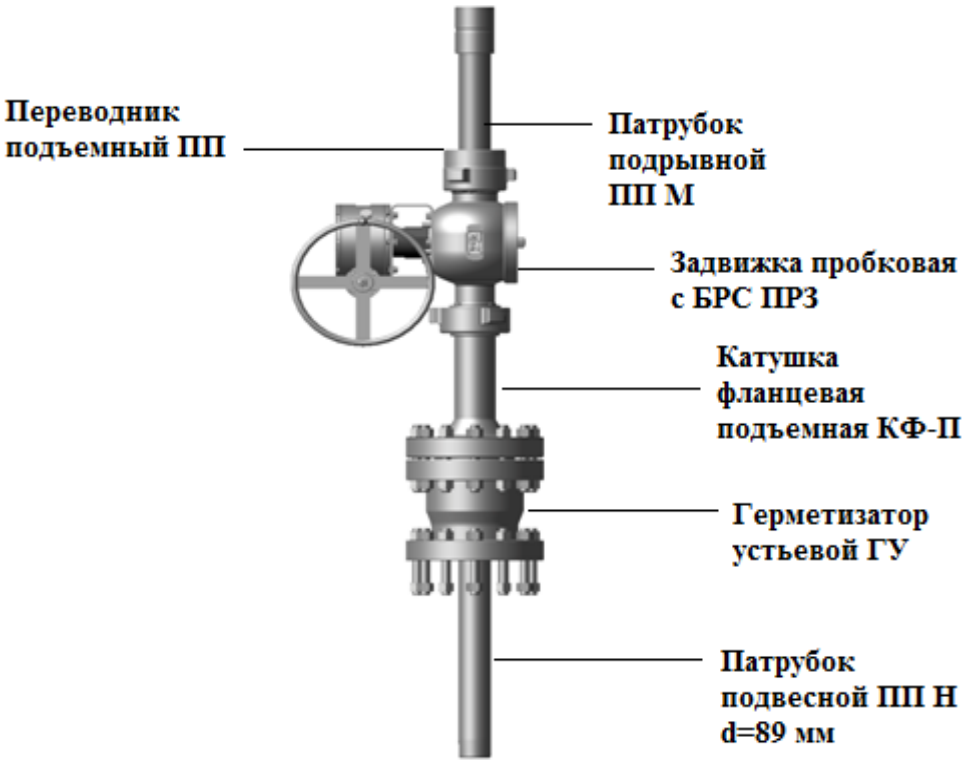


Рисунок 2.27 – Компоновка ГРП устьевая с БРС

3 Специальная часть

К концу 1980-х гг. в Западной Сибири сложились все необходимые предпосылки для начала массового применения технологии гидроразрыва пласта. Основная причина – существенное ухудшение структуры запасов нефти, возрастание доли запасов в слабопроницаемых коллекторах, требующих широкомасштабного применения ГРП.

Несмотря на скромные, в целом, результаты первых работ по ГРП (обусловленные малыми объемами закачки проппанта), была показана принципиальная возможность и большая перспектива их применения для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти, содержащихся в слабопроницаемых пластах месторождений Западной Сибири.

Выполненные в 1988 г. первые пять гидроразрывов пласта явились мощным «катализатором», инициировавшим массовый процесс последующего развития и внедрения технологии ГРП – на сотнях нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири [15].

Необходимо отметить, что эффективность процесса напрямую зависит от геологических условий пласта, выбора технологических параметров процесса и величины удельных запасов нефти.

В данной главе речь пойдет о факторах, оказывающих непосредственное влияние на эффективность гидравлического разрыва пласта.

3.1 Особенности применения ГРП на месторождениях ПАО «Сургутнефтегаз»

По данным журнала «ТЭК России» в 2022 году добыча нефти в ПАО «Сургутнефтегаз» составила 59,6 млн. тонн, объем эксплуатационного бурения – 4,453 млн. м., эксплуатационный фонд был равен – 26299 скважинам. Ключевой технологией эффективной разработки низкопроницаемых пластов в компании стал гидроразрыв пласта.

В современных реалиях, в условиях месторождений ОАО «Сургутнефтегаз» ГРП является одним из основных способов стимуляции скважин, имеющих низкие продуктивные характеристики. Установлено, что технологическая эффективность работы скважин посредством среднесуточного прироста дебита нефти колеблется от 3,7 т/сут до 26,4 т/сут (анализ производился по пласту $ЮС_2^1$ Русскинского месторождения).

Во время изучения применения ГРП на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» были установлены следующие закономерности:

1. Эффективность обработок определяется параметрами созданной в пласте трещины. С увеличением ее ширины кратность роста дебитов скважин и дополнительная добыча нефти – увеличиваются.

2. Неэффективность гидроразрывов обусловлена ошибками в выборе скважин, слабым учетом особенностей строения пластов и показателей разработки участков. В таблице 3.1 отражены основные причины низкой эффективности процесса ГРП, присущие месторождениям ПАО «Сургутнефтегаз».

Т а б л и ц а 3.1 – Причины низкой эффективности гидроразрыва пласта

Факторы	Причины неудачных гидроразрывов
Низкая начальная проводимость трещины ГРП	Ошибки в проектировании технологических операций ГРП. Вынос проппанта из трещины из-за неполной деструкции геля. Вдавливание зерен проппанта в стенки трещины гидроразрыва.
Снижение проницаемости трещины гидроразрыва во времени	Засорение межзернового пространства смолами, парафинами и т.д. Частичное или полное разрушение зерен проппанта боковым горным давлением. Вынос проппанта из трещины пластовым флюидом при эксплуатации скважины.
Высокие фильтрационные сопротивления на границе «трещина-пласт»	Кольматация стенок трещины ГРП гелем – в процессе работ. Высокое КВЧ в нагнетаемой воде. Резкое снижение фазовой проницаемости по нефти вследствие прорыва воды или газа.

3. После ГРП доля дополнительной добычи нефти из «окружающих» скважин может доходить до 30-40 % – от общей дополнительной нефти по всему участку работ, полученной за счет гидроразрыва. Дополнительная добыча нефти от гидроразрывов, выполненных в нагнетательных скважинах, – на 30 % выше, чем от ГРП в добывающих скважинах (рисунок 3.1).

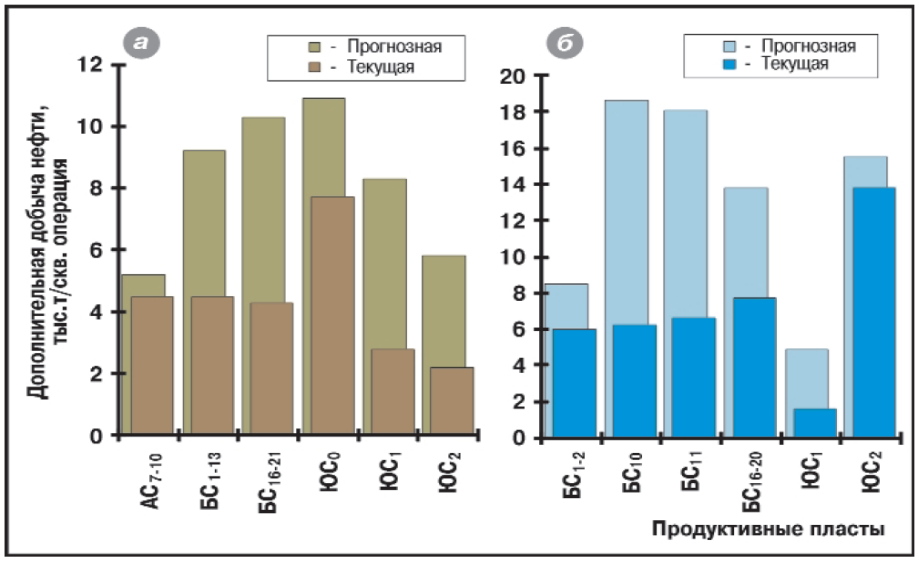


Рисунок 3.1 – Показатели эффективности гидроразрывов в ОАО «Сургутнефтегаз»:

(а) – добывающие скважины; (б) – нагнетательные скважины

4. В мощных объектах высота закрепленной трещины гидроразрыва может оказаться меньше, чем весь интервал продуктивного пласта. В этих условиях целесообразно проводить селективные или поинтервальные гидроразрывы.

5. Эффективность обработок можно повысить, если научиться управлять ориентацией трещин разрыва. Установлено, что в начале разрыва горных пород давление минимально – в направлении оси наклонно-направленной скважины. Так, при глубине залегания пласта более 2000 м и зенитном угле проводки ствола – 60°, давление начала разрыва не превышает 70 % от его величины в вертикальной скважине. Таким образом, ориентацией

трещин гидроразрыва можно управлять, в том числе и посредством целенаправленного бурения ННС – с большим зенитным углом входа в пласт [12].

Эффективность работ зависит от правильности выбора «скважин-кандидатов». В компании разработаны четкие критерии выбора скважин для эффективного применения гидроразрыва, учитывающие:

- нефтенасыщенную толщину и нефтенасыщенность пласта;
- «потенциальный» (т.е. максимальный за историю) дебит скважин;
- текущее пластовое давление в зоне работ, а также степень его изменения (не более 10 % от величины начального пластового);
- наличие и толщина глинистого экрана между нефтью и водой;
- состояние цементного камня за колонной в пробуренных скважинах;
- выработанность запасов нефти по скважине и ТРИЗ по участку работ;
- базовая обводненность скважин, не более 50 %;
- зенитный угол входа ствола скважины в продуктивный пласт.

Исходя из того что процесс ГРП является ключевым методом разработки месторождений ОАО «Сургутнефтегаз», было принято решение проанализировать некоторые факторы, влияющие на эффективность технологии более детально.

3.2 Влияние давления нагнетания жидкости на эффективность ГРП

Согласно исследованиям, проведенным на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», одним из факторов, определяющих эффективность процесса ГРП, является давление начала разрыва и давление развития трещины.

Использование при проведении ГРП насосного оборудования, обладающего большим запасом мощности и позволяющего развивать значительные давления при большом расходе, дает возможность распространения трещины во вмещающих пласт породах на большую глубину с реальной опасностью подключения близлежащих водоносных горизонтов. Такая тенденция подтверждается увеличением числа неуспешных скважин с ростом давления

начала разрыва (рисунок 3.2), причем в основном эксплуатация этих скважин характеризуется резким повышением обводненности. В связи с этим первостепенную важность обретает задача установления допустимых значений давления начала разрыва и определения способов его регулирования.

Повышение продуктивности скважины в результате ГРП, очевидно, зависит от ширины создаваемой трещины, которая определяется давлением развития трещин и механическими свойствами пород. С увеличением давления возрастают как ширина, так и высота трещины, поэтому при существовании близлежащих водоносных пластов при определенных условиях наблюдается их подключение к обрабатываемому пласту через закрепленную трещину с последующим ростом обводненности и потерями в добыче.

Решение задачи о распространении вертикальной трещины под действием равномерно распределенного на участке – $x_0 \leq x \leq x_0$ давления (Р) в неограниченном однородном пласте методом Н.И. Мусхелишвилли с выполнением условия С.А. Христиановича о конечности напряжений в точке смыкания трещины представлено в работе Ю.П. Желтова. Переходя к случаю распространения вертикальной трещины в однородном пласте мощностью h_0, находящемся во вмещающих породах, легко получить аналогичное соотношение при условии равенства смещений на границе пород. Введя коэффициенты Пуассона для пласта и вмещающих пласт пород (ν_0, ν_i) и выразив через них соответствующие величины бокового горного давления, получаем связь глубины проникновения трещины вглубь покрышек пласта с давлением в трещине:

$$Z = \left[\frac{\frac{P_{\text{р}} - P_{\text{пл}}}{P_{\text{эфф}}} - \frac{\nu_0}{1-\nu_0}}{\frac{\nu_i}{1-\nu_i} - \frac{\nu_0}{1-\nu_0}} \right]; \quad \frac{\pi \cdot z}{2} = arccos\left(\frac{h_0}{h}\right), \tag{3.1}$$

где $P_{\text{р}}$ – давление развития трещины;

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление;

$P_{эфф}$ – эффективное горное давление;

h – высота равновесной трещины.

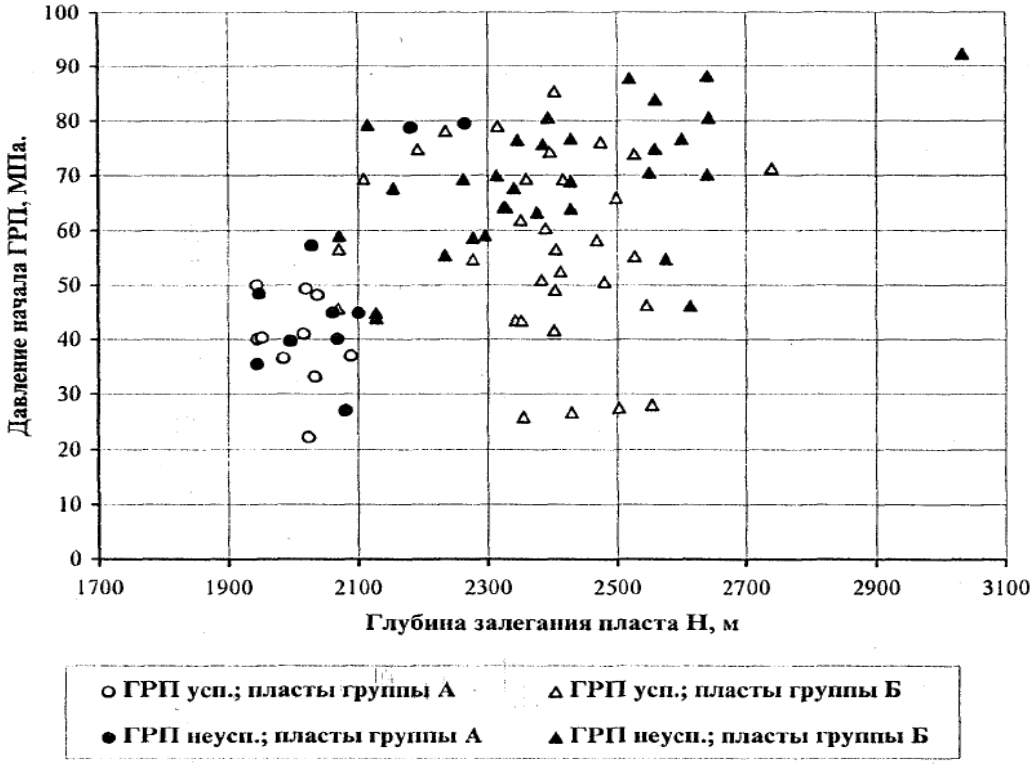


Рисунок 3.2 – Зависимость давления начала ГРП от глубины залегания пластов месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»

Из соотношения (3.1) следует, что глубокое проникновение трещины вглубь экрана наблюдается при относительном давлении развития трещины (y), превышающем коэффициент бокового распора глин ($\delta_г$):

$$y = \frac{P_р - P_{пл}}{P_{эфф}} \geq \frac{\nu_г}{1 - \nu_г} = \delta_г. \qquad (3.2)$$

Это подтверждается анализом результатов ГРП на Русскинском месторождении, где рост обводненности скважин после ГРП наблюдается при значениях «y», близких или превышающих коэффициент бокового распора глин ($\delta_г$ ~ 0,5) (рисунок 3.3).

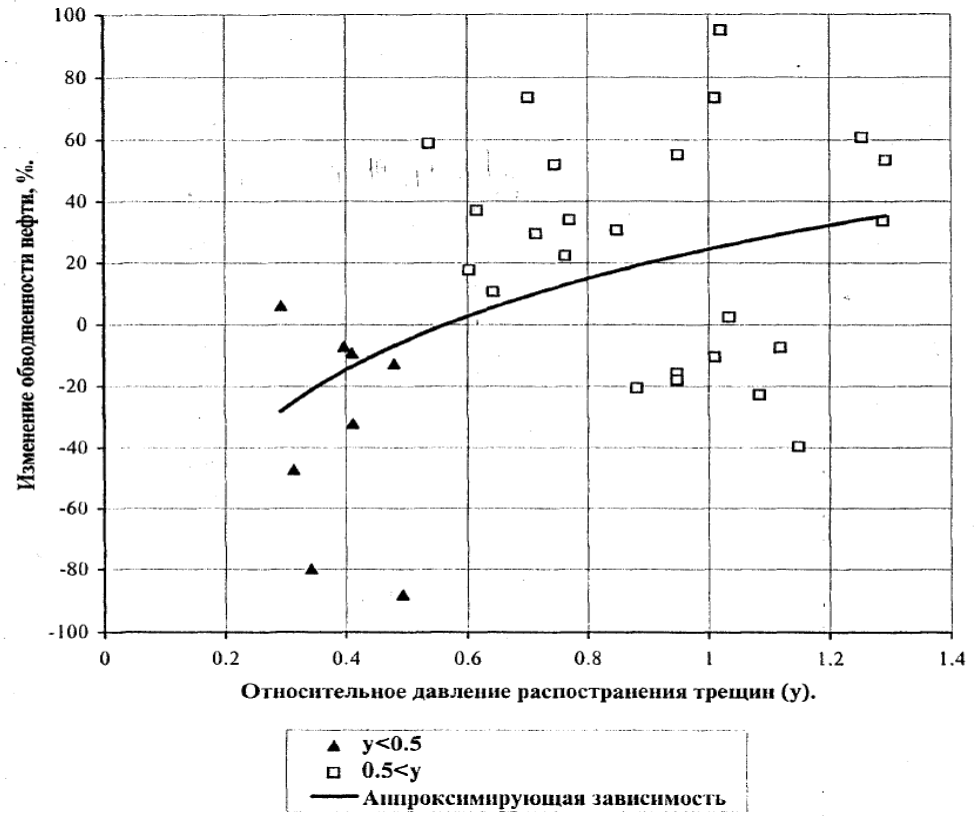


Рисунок 3.3 – Зависимость изменения обводненности нефти в результате проведения ГРП от относительного давления распространения трещин для скважин Русскинского месторождения

Развитие трещины вглубь экранов при отсутствии водоносных пластов приводит к уменьшению ее закрепляемой длины и сокращению эффекта повышения продуктивности. Анализ зависимости дополнительной добычи нефти по скважинам Западно-Сургутского и Федоровского месторождений от величины «*y*» показывает (рисунок 3.4, 3.5), что при $y > y_{max}$ (~ 0,5) отмечается значительное снижение эффекта от применения ГРП.

Отсюда следует, что при проведении гидроразрывов относительное давление распространения трещин не должно превышать значения y_{max}, характерного для глин.

Максимально допустимое давление развития трещин в зависимости от глубины пласта можно получить объединением зависимости коэффициента Пуассона глин от глубины, и уравнения (3.2):

$$P_{\text{р}} = P_{\text{пл}} + P_{\text{эфф}} \cdot \left(\frac{0{,}531 - 0{,}1H}{0{,}469 + 0{,}1H}\right). \quad (3.3)$$

Рассмотрев режимы неудачных ГРП и получив зависимость предельного забойного давления распределения трещин от глубины залегания пластов (рисунок 3.6), можно сделать вывод о том, что неудачные разрывы характеризуются значениями давлений, превышающими значение P_p. Полученная зависимость предельного давления разрыва рекомендуется для оперативного контроля предельной величины давления при выполнении операций по гидроразрыву.

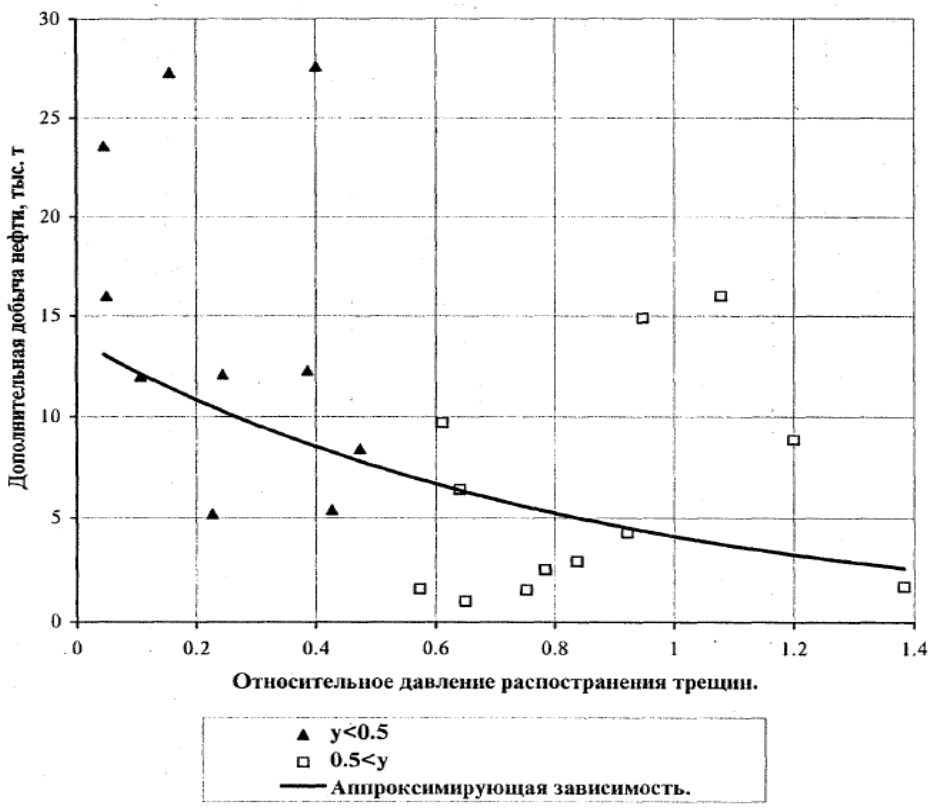


Рисунок 3.4 – Зависимость прогнозируемой дополнительной добычи нефти от относительного давления распространения трещин для скважин Западно-Сургутского месторождения

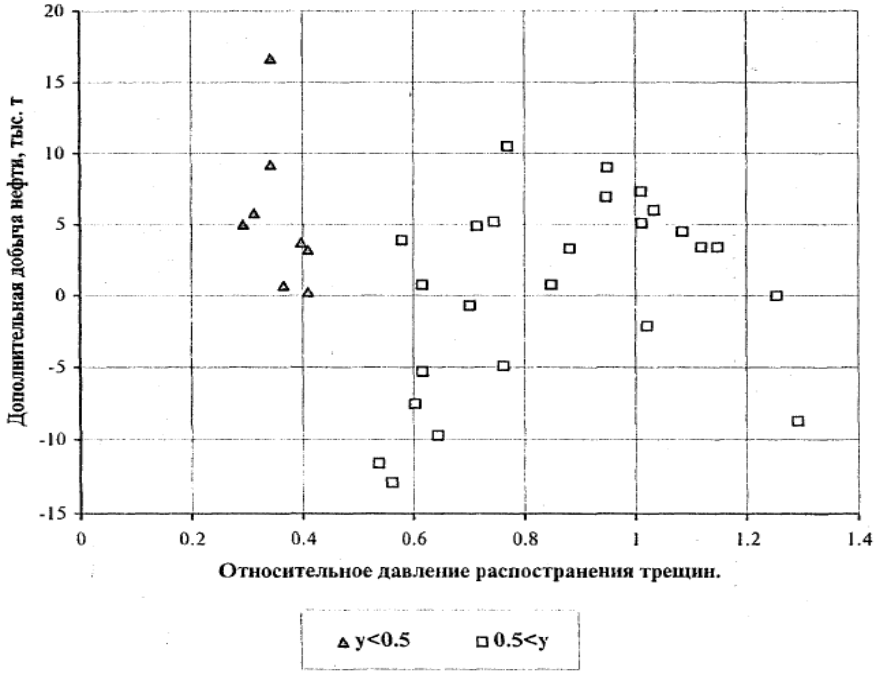


Рисунок 3.5 – Зависимость прогнозируемой дополнительной добычи нефти от относительного давления распространения трещин для скважин Федоровского месторождения

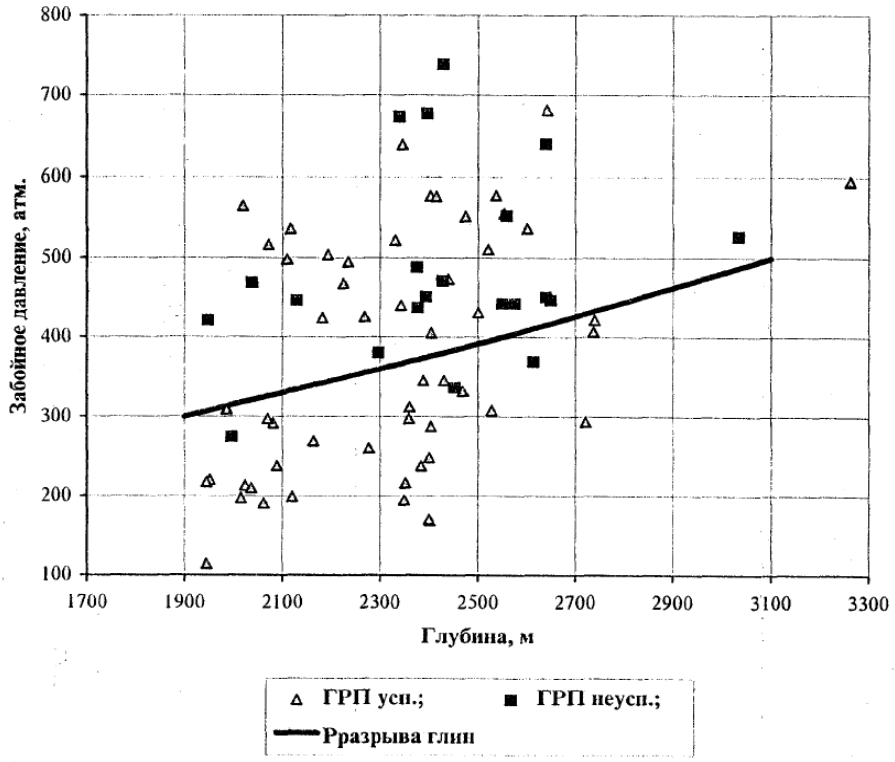


Рисунок 3.6 – Зависимость предельного забойного давления распространения трещины $P_з$ от глубины залегания пласта H

Давление в трещине определяется расходом жидкости разрыва, ее реологическими свойствами, а также свойствами горных пород, поэтому при проектировании ГРП необходимо установить режимы нагнетания, при которых невозможно распространение трещины свыше заданного предела. В связи с этим важнейшим направлением исследований в области совершенствования технологий ГРП является установление взаимосвязи расхода жидкости разрыва с произвольными реологическими свойствами, давления в трещине и ее геометрических размеров с одной стороны, и определение конечной конфигурации трещины в закрепленном состоянии, обеспечивающей максимальный эффект от воздействия, с другой стороны.

3.3 Влияние технологии закрепления трещины на эффективность ГРП

Важнейшим этапом гидроразрыва является процесс закрепления трещин с обеспечением ее максимальной проводимости, зависящей от свойств проппанта и ширины трещины. Процесс продвижения смеси проппанта с жидкостью по трещине сопровождается утечкой части жидкости в пласт через стенки трещины, локальным повышением концентрации проппанта и вязкости смеси. При определенных концентрациях (более 45 %) наблюдается резкий рост вязкости смеси; при достижении предельной концентрации проппанта ($C_{пр}$ ~ 65 %) смесь теряет текучесть. Это обуславливает изменяющуюся в процессе намыва концентрацию проппанта, что при правильном выборе режима подачи обеспечивает равномерное максимальное заполнение трещины.

Сложность прогнозирования процесса движения смеси проппанта в приствольной части скважины и в трещине и отсутствие оперативных средств контроля за забойным давлением приводит к необходимости в промысловых условиях эмпирической обработки режима нагнетания проппанта, зачастую далекого от идеального. При этом наиболее важным представляется определение максимального удельного расхода проппанта на единицу объе-

ма песконосителя (M) на конечной стадии намывки, когда обеспечивается заполнение приствольной, работающей при максимальных депрессиях, части трещины.

Анализ фактических данных показывает, что повышение продуктивности в результате ГРП наблюдается при M >200 кг/м^3 (рисунок 3.7). Это является следствием частичного вдавливания зерен проппанта стенки трещины при сжатии, резко снижающее ее проводимость. Согласно исследованиям зарубежных авторов, потери на вдавливание достигают 2,4 кг/м^3.

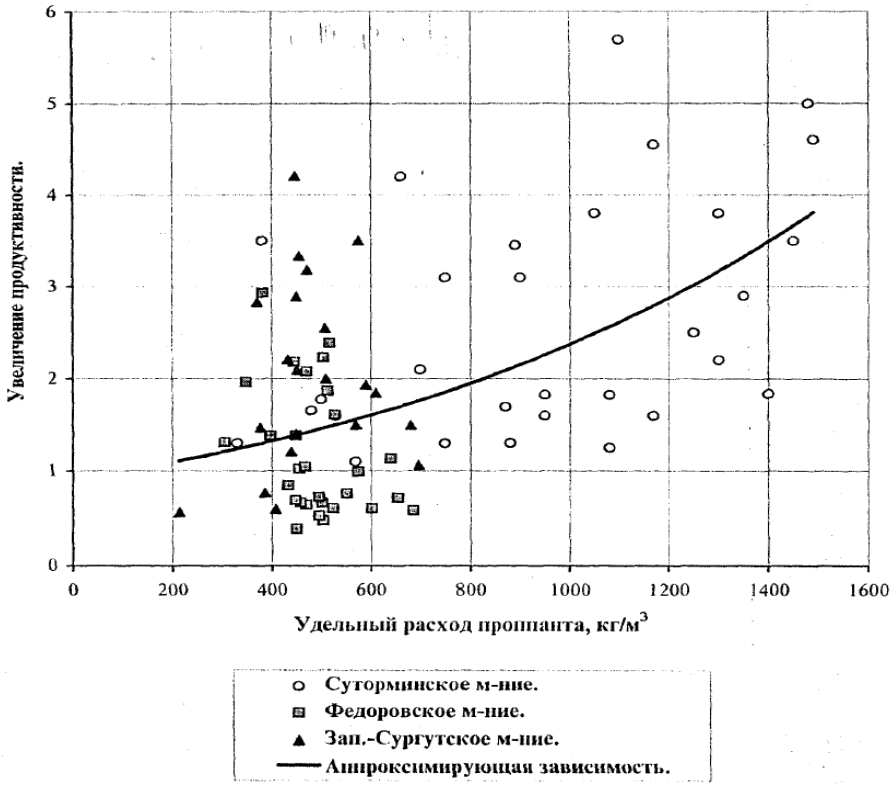


Рисунок 3.7 – Зависимость повышения продуктивности скважин от удельного расхода проппанта на месторождениях Западной Сибири

Проводимость трещины определяется концентрацией проппанта и ее геометрией после смыкания. Процесс смыкания сопровождается утечкой жидкости из трещины в пласт, при этом концентрация проппанта увеличивается до предельного значения ($C_{пр}$), после чего смыкание прекращается. Зерна проппанта представляют собой хорошо окатанные, сферические частицы,

поэтому предельное значение концентрации проппанта соответствует доле объема занятой твердой фазой при плотной упаковке шаров. Изменение площади сечения трещины от начального, достигнутого в ходе ГРП, значения ($S_н$) до конечного, закрепленного, ($S_к$) определяется концентрацией проппанта на конечной стадии заполнения трещины и выражается соотношением:

$$\frac{S_к}{S_н} = \frac{\frac{M}{\rho}}{\left(1 + \frac{M}{\rho}\right) \cdot 0{,}65}, \tag{3.4}$$

где ρ – минеральная плотность проппанта, кг/м^3;

$0{,}65$ – доля объема трещины, занятая проппантом при плотной упаковке зерен.

Зависимость относительной площади трещины (S_0) от снижения относительного давления смыкания в однородном пласте (ν_0), окруженном глинистыми породами (ν_i) с большим коэффициентом Пуассона ($\nu_0 < \nu_i$) (рисунок 3.8) аппроксимируется соотношением:

$$S_0 = \frac{S \cdot (Z)}{S \cdot (Z_{max})} = 0{,}056 \cdot Z + 3{,}22 \cdot Z^2 + 1{,}12 \cdot Z^3 - 4{,}18 \cdot Z^4, \tag{3.5}$$

где $S \cdot (Z_{max})$ – площадь трещины при максимально допустимом относительном давлении (Z_{max}), м^2;

$S \cdot (Z)$ – площадь трещины при относительном давлении $Z < Z_{max}$;

Z – относительное давление, описываемое соотношением (3.1).

Реальные пласты сложены из пород с различными механическими свойствами, поэтому по мере снижения давления пропластки с промежуточным значением коэффициента Пуассона (ν_x) ($\nu_0 < \nu_x < \nu_i$) будут смыкаться и трещина «распадается» на несколько частей, расположенных в пропластках с

минимальными значениями коэффициента Пуассона (v_0). Однако, разобщение не произойдет, если концентрация проппанта в трещине достигнет максимального значения до момента смыкания средних пропластков.

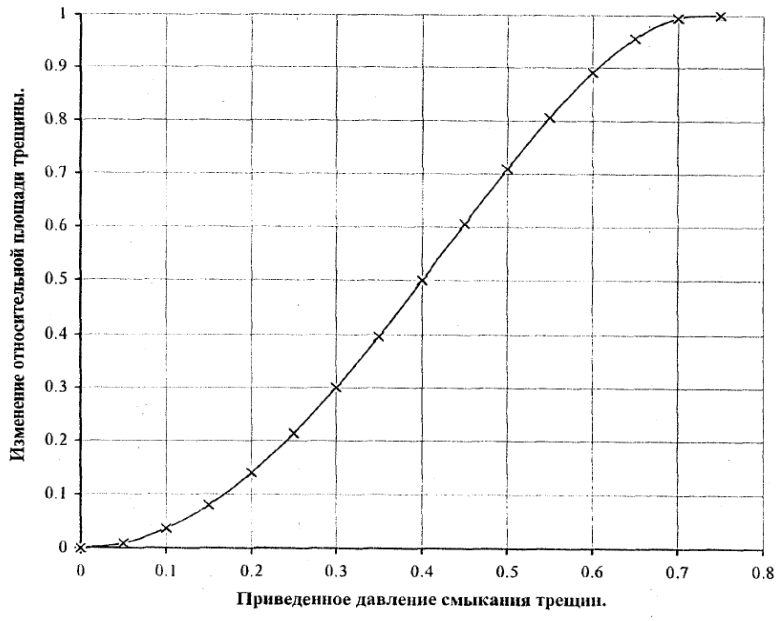


Рисунок 3.8 – Зависимость изменения площади трещины от приведенного давления смыкания

Относительное давление смыкания среднего пропластка оценивается из соотношения:

$$Z_x = \frac{\frac{\nu_x}{1-\nu_x} - \frac{\nu_0}{1-\nu_0}}{\frac{\nu_i}{1-\nu_i} - \frac{\nu_0}{1-\nu_0}}. \quad (3.6)$$

Минимальный удельный расход проппанта (M_o), при котором не происходит смыкание среднего пропластка оценивается из соотношения:

$$M_0 = 70{,}07 - 1761{,}09 \cdot Z + 11966{,}9 \cdot Z^2. \quad (3.7)$$

Из полученного соотношения следует, что для пропластка с коэффициентом Пуассона $v_x = (v_0 + v_i)/2$ значение M_0 равно ~ 2000 кг/м^3.

Основным средством контроля высоты создаваемой и работающей трещины является термометрия скважины после ГРП. Результаты обработки данных термометрии показывают (таблица 3.2), что высоты созданных и закрепленных трещин существенно различаются, что свидетельствует о их недостаточном закреплении.

Сопоставление термограмм показывает, что в большинстве случаев работающие интервалы до и после ГРП совпадают и не охватывают всю перфорированную мощность пласта. Это свидетельствует о том, что процесс гидроразрыва начинается в пропластке с наименьшим «скин-эффектом», через этот интервал идет процесс намывки проппанта. В последующем по мере сжатия трещин происходит смыкание пропластков с относительно высокими значениями коэффициента Пуассона и частичная изоляция пропластков (рисунок 3.9). Поэтому перед началом ГРП целесообразно проводить выравнивание профиля притока, а на начальных стадиях ГРП – закачку жидкости разрыва с незначительным количеством проппанта или иного абразивного материала для уменьшения фильтрационного сопротивления прискважинной зоны пласта и расширения трещин в призабойной зоне скважины.

Т а б л и ц а 3.2 – Результаты термометрии скважин Западно-Сургутского месторождения до и после ГРП

№ скважины	Мощность пласта, м	Работающий интервал, м	Глубина проникновения трещины, м		Отношение высоты трещины	
			В кровлю	В подошву	Созданной к мощности пласта	Работающей к длине созданной
1649	9,0	8,5	1,0	-	1,10	0,45
1511	11,0	3,0	1,5	1,5	1,27	0,50
1646	13,0	3,6	-	1,0	1,08	0,69
1313	14,0	4,0	2,0	2,0	1,29	0,44
1613	5,0	2,0	-	1,0	1,20	0,83
1599	6,0	2,0	1,0	1,0	1,30	0,63

Продолжение т а б л и ц ы 3.2

№ скважины	Мощность пласта, м	Работающий интервал, м	Глубина проникновения трещины, м		Отношение высоты трещины	
			В кровлю	В подошву	Созданной к мощности пласта	Работающей к длине созданной
1644	11,5	3,0	5,0	1,0	1,52	0,40
1004	8,0	4,0	4,0	3,0	1,88	0,33
1618	11,0	2,0	-	-	1,0	0,73
1639	8,0	2,5	2,0	1,0	1,38	0,64
1608	11,0	3,0	-	2,0	1,18	0,54
1595	10,0	3,0	3,0	-	1,14	0,62
914	32,0	-	-	-	1,0	0,81
899	5,0	5,0	4,0	4,0	2,60	0,50
1624	15,0	5,0	-	-	1,0	0,27
1621	12,0	2,5	1,0	2,0	1,25	0,47
1532	14,0	2,5	-	-	0,79	0,36
1598	9,0	6,0	4,0	4,0	2,0	0,33
1609	19,0	-	1,0	1,0	1,10	0,62

Анализ термометрии и технологических режимов проведения ГРП показывает, что в ряде случаев границы создаваемых трещин соответствуют границам пласта, хотя при фактических высоких значениях давления нагнетания в соответствии с уравнением (3.1) следовало ожидать глубокого проникновения трещин в экраны. Этот факт может быть объяснен, например, скольжением зоны разрыва песчаного пропластка по границе глинистого экрана без разрыва последнего, в результате трещина останавливается на поверхности раздела. Блокирование развития трещин в песчаниках поверхностью глинистого прослоя наблюдалось в процессе лабораторных исследований на кернах при высоких градиентах давления. Причинами этого являются особенности строения переходной зоны между коллектором и глинистым экраном, в которой в силу различия упругих свойств и изменения напряже-

ний при снижении забойного давления в период эксплуатации скважин перед ГРП создается сеть микротрещиноватости как вертикального, так и горизонтального направления, что существенно снижает силу сцепления пропластков, и они могут рассматриваться как несвязанные.

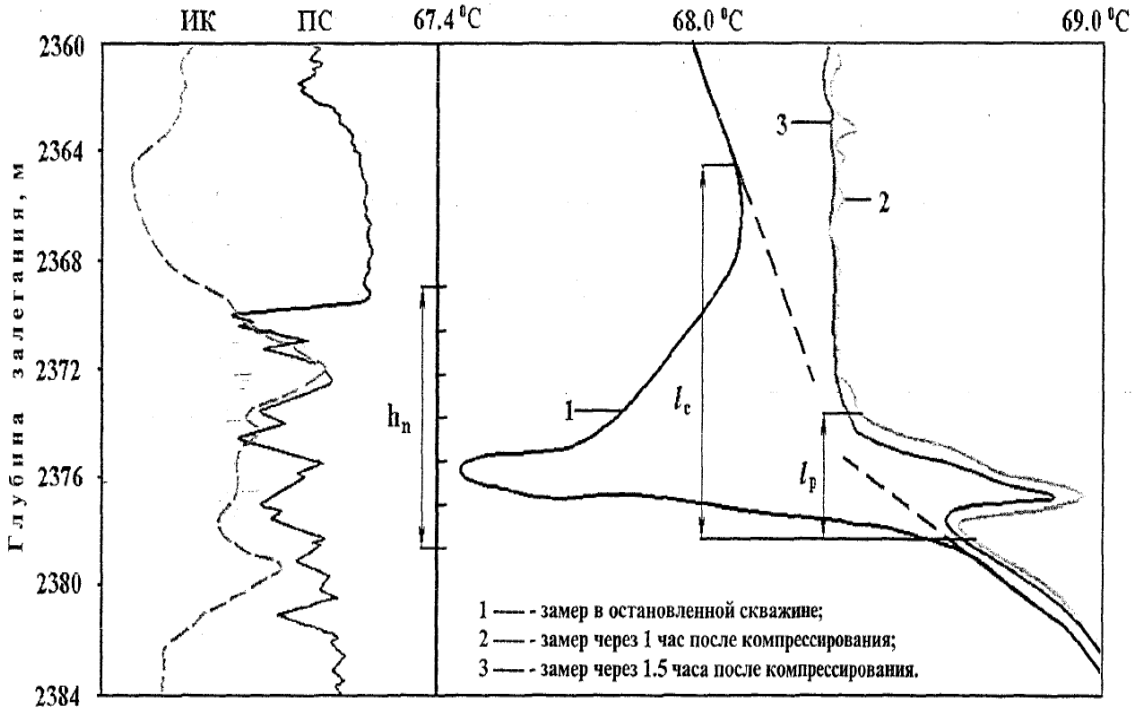


Рисунок 3.9 – Результаты термометрии в скважине 1648 Западно-Сургутского месторождения после ГРП

Проведенный анализ показывает, что разработка стратегии заполнения трещин проппантом с целью максимального раскрытия потенциальных возможностей ГРП как средства интенсификации добычи, должна основываться как на моделировании процесса трещинообразования и определении геометрических параметров трещин, так и на моделировании процессов смыкания трещин с учетом утечки содержащейся в трещине жидкости в пласт и перераспределения проппанта. Повышение концентрации проппанта при проведении гидроразрыва увеличивает продуктивность скважины. При проектировании ГРП, необходимо добиваться того, чтобы при неизбежном прорыве покрышек пласта в процессе создания трещины обеспечивалась его герметичность при дальнейшем развитии и закреплении трещины.

3.4 Анализ влияния геолого-технологических параметров на эффективность проведения ГРП

С целью исследования влияния ГРП на процесс нефтеизвлечения в условиях разработки пласта $ЮС_2$ Русскинского месторождения, был проведен анализ геолого-физической и промысловой информации. В качестве объекта исследований рассмотрена залежь нефти $ЮС_2^1$, в пределах которой был произведен основной объем работ по гидроразрыву пласта.

Пласт $ЮС_2^1$ представлен практически на всей площади месторождения одной залежью пластового, тектонически и литологически экранированного типа. Отличительными особенностями строения пласта являются крайне низкие ФЕС, низкие значения нефтенасыщенной толщины, низкая песчанитость и высокая расчленённость разреза, наличие тектонических разломов и обширных зон замещения коллекторов, отсутствие подошвенных и законтурных вод. В связи с этим было принято решение об организации работ по ГРП, как наиболее эффективному методу интенсификации добычи нефти в условиях данного месторождения.

Параметры рассматриваемых скважин представлены в таблице 3.3.

Т а б л и ц а 3.3 – Геолого-физические параметры исследуемых скважин

№ п/п	№ скв.	Продуктивный пласт	Общая толщина, м	Пластовое давление, МПа	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	Коэффициент проницаемости, доли ед.	Коэффициент пористости, доли ед.	Начальный дебит, т/сут	Дебит до ГРП, т/сут	Дебит после ГРП т/сут	Обводненность, %	Количество проппанта, тонн
1	273	$ЮС_2^1$	6,7	27,6	0,68	0,22	0,16	29	3,7	8,8	50	42
2	6699	$ЮС_2^1$	6,9	26,8	0,68	0,20	0,14	21,88	7,5	12,9	59	46
3	3241	$ЮС_2^1$	5,8	26,59	0,68	0,22	0,13	9,34	2,7	7,8	61	43,5
4	3352	$ЮС_2^1$	6,6	28,2	0,53	0,22	0,15	16,5	3,5	8	62	41,5
5	1351	$ЮС_2^1$	7,1	26,7	0,59	0,21	0,16	13,14	4,1	9,8	59	45

Продолжение т а б л и ц ы 3.3

№ п/п	№ скв.	Продуктивный пласт	Общая толщина, м	Пластовое давление, МПа	Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	Коэффициент проницаемости, доли ед.	Коэффициент пористости, доли ед.	Начальный дебит, т/сут	Дебит до ГРП, т/сут	Дебит после ГРП т/сут	Обводненность, %	Количество проппанта, тонн
6	1250	$ЮС_2^1$	7,5	27,33	0,66	0,21	0,11	12,16	4,8	10,4	55	46
7	1116	$ЮС_2^1$	6,4	27,5	0,65	0,22	0,13	6,83	2,5	8,4	60	41,5
8	500	$ЮС_2^1$	8,5	27,97	0,64	0,20	0,1	32,67	1,8	13,8	55	47,5
9	957	$ЮС_2^1$	7,9	26,80	0,62	0,21	0,12	12	3,1	11,8	50	45
10	963	$ЮС_2^1$	6,7	28,1	0,63	0,22	0,14	11	3,3	8,8	60	42
11	981	$ЮС_2^1$	7,1	28,7	0,66	0,20	0,13	15,67	1,1	9,8	65	43
12	1169	$ЮС_2^1$	6,1	28,16	0,68	0,21	0,16	31,05	1,8	7,9	63	42
13	1172	$ЮС_2^1$	7,4	26,6	0,64	0,199	0,14	10,22	1,5	11,1	30	45
14	1215	$ЮС_2^1$	5,7	26,56	0,68	0,22	0,13	3,6	3,6	7,3	45	43,5
15	1268	$ЮС_2^1$	7,4	26,49	0,67	0,199	0,12	7,36	3,1	11,1	30	46
16	1326	$ЮС_2^1$	5,5	26,63	0,65	0,22	0,15	10,41	0,5	7,1	60	43
17	1336	$ЮС_2^1$	5,8	26,79	0,68	0,21	0,14	8,96	2,7	7,8	54	44
18	1632	$ЮС_2^1$	6,9	26,6	0,63	0,20	0,12	10,15	1,9	9,2	35	40
19	1636	$ЮС_2^1$	10,3	28,9	0,62	0,196	0,11	37,35	5,29	16,2	28	68
20	3197	$ЮС_2^1$	7,1	28	0,68	0,201	0,12	11,45	4,5	10,1	50	41
21	3345	$ЮС_2^1$	7,9	27,89	0,68	0,21	0,14	10,41	6	11,6	47	43,5
22	3390	$ЮС_2^1$	8,3	27,8	0,64	0,193	0,126	11,92	8,2	14,2	40	48
23	3433	$ЮС_2^1$	9,5	28,44	0,68	0,194	0,123	13	1,4	14,9	40	67,5
24	3529	$ЮС_2^1$	7,2	27,2	0,67	0,21	0,13	12,19	3,8	10,2	35	39
25	3635	$ЮС_2^1$	10,5	28,95	0,63	0,194	0,11	36,03	6,7	33,1	10	70
26	3644	$ЮС_2^1$	7,4	27,02	0,67	0,21	0,13	20,82	1,6	11,1	15	40
27	3654	$ЮС_2^1$	7,1	28,5	0,68	0,21	0,14	18,4	4,3	10,1	50	60,5
28	3657	$ЮС_2^1$	8,3	27,6	0,69	0,198	0,129	15,4	2,3	12,9	60	47,3
29	3709	$ЮС_2^1$	8,2	27,2	0,64	0,199	0,125	11,41	6,2	12,5	35	47
30	3718	$ЮС_2^1$	6,2	28	0,62	0,22	0,16	29,88	2,4	8,1	60	41,5
31	3771	$ЮС_2^1$	7,9	27,04	0,68	0,21	0,135	21	5,7	11,6	40	47
32	4046	$ЮС_2^1$	9,8	28,85	0,67	0,195	0,11	15,4	2,5	15,3	35	67
33	4553	$ЮС_2^1$	8,0	26,9	0,68	0,20	0,13	14	4,4	11,9	60	45

Как видим из таблицы 3.3, анализу были подвержены 33 скважины Русскинского месторождения. Технологическая успешность работы исследуемых скважин после ГРП (посредством среднесуточного прироста дебита нефти) колеблется от 3,7 т/сут (скважина 1215) до 26,4 т/сут (скважина 3635). На рисунках 3.10-3.13 показаны графики технологической эффективности работы перечисленных скважин после ГРП.

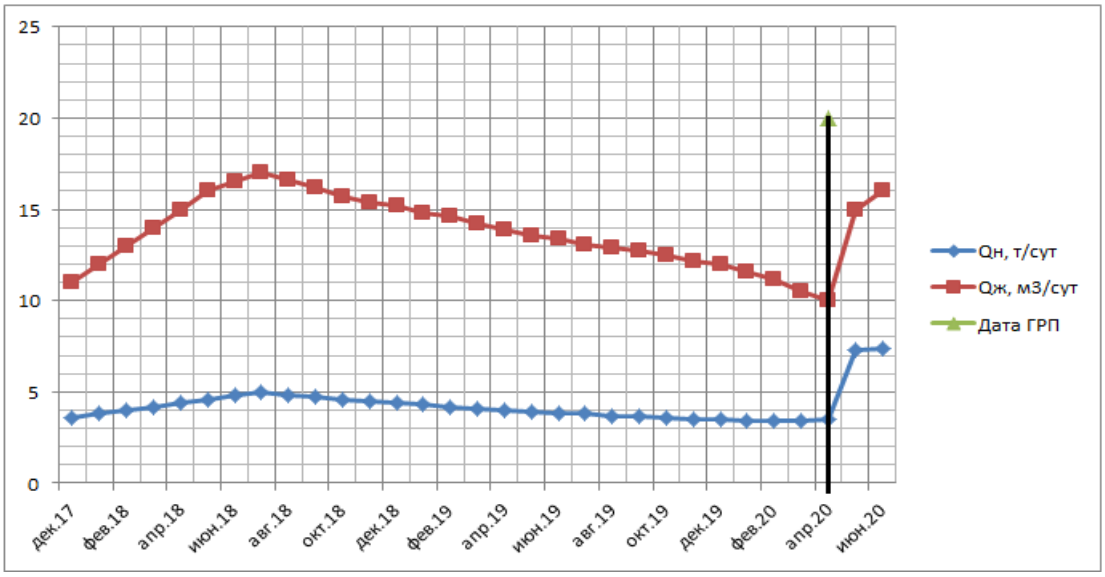


Рисунок 3.10 – Динамика добычи нефти и жидкости до и после проведения ГРП в скважине 1215

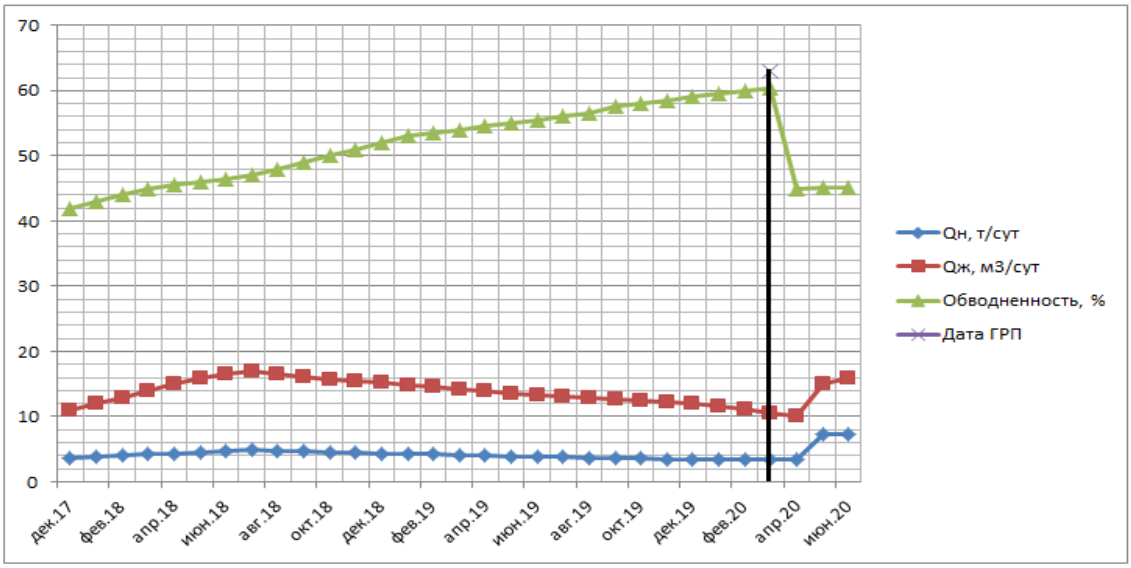


Рисунок 3.11 – Динамика дебита нефти, жидкости и обводненности до и после проведения ГРП в скважине 1215

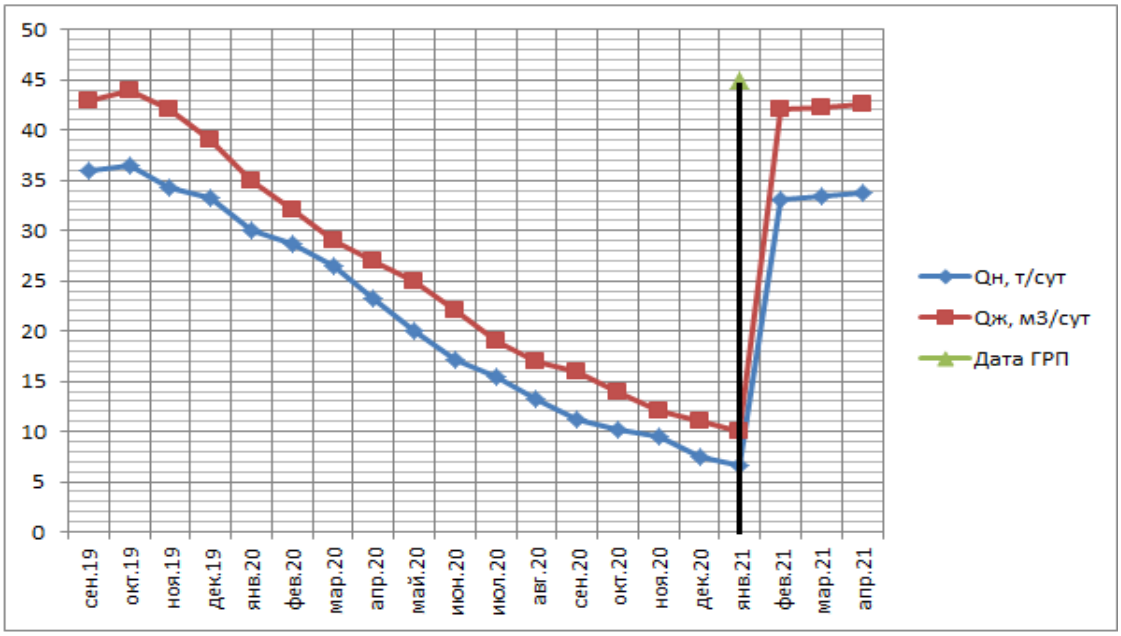


Рисунок 3.12 – Динамика добычи нефти и жидкости до и после проведения ГРП в скважине 3635

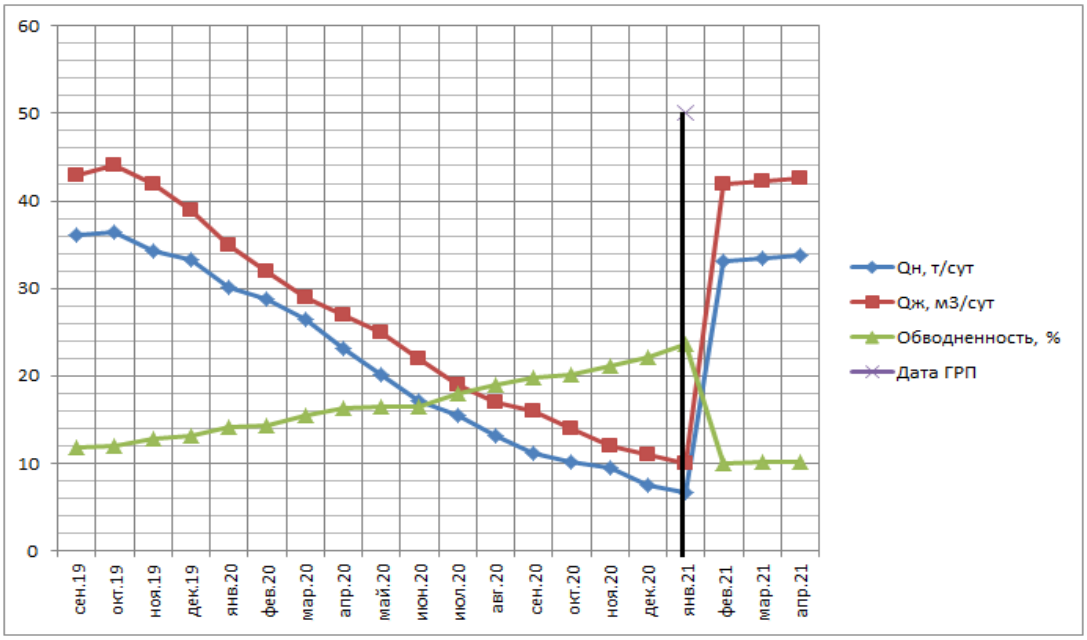


Рисунок 3.13 – Динамика дебита нефти, жидкости и обводненности до и после проведения ГРП в скважине 3635

В целях подтверждения взаимосвязи параметров скважин и эффективности ГРП, которые были выявлены в результате геолого-технологического анализа, проведем геолого-статистический анализ. Этот анализ включает в

себя разделение скважин на группы, основываясь на геолого-физических характеристиках и показателях процесса ГРП. Данную задачу будем решать при помощи одного из методов, которые используют в теории распознавания предметов – кластерного анализа. Для этого сформируем таблицу исходных данных, в которую занесем два параметра – это общая толщина пласта (X_1) и показатели пластового давления (X_2) (таблица 3.4).

Т а б л и ц а 3.4 – Исходные данные

№ п/п	X_1, м	X_2, МПа
1	6,7	27,6
2	6,9	26,8
3	5,8	26,59
4	6,6	28,2
5	7,1	26,7
6	7,5	27,33
7	6,4	27,5
8	8,5	27,97
9	7,9	26,80
10	6,7	28,1
11	7,1	28,7
12	6,1	28,16
13	7,4	26,6
14	5,7	26,56
15	7,4	26,49
16	5,5	26,63
17	5,8	26,79
18	6,9	26,6
19	10,3	28,9
20	7,1	28
21	7,9	27,89
22	8,3	27,8
23	9,5	28,44
24	7,2	27,2

Продолжение т а б л и ц ы 3.4

25	10,5	28,95
26	7,4	27,02
27	7,1	28,5
28	8,3	27,6
29	8,2	27,2
30	6,2	28
31	7,9	27,04
32	9,8	28,85
33	8,0	26,9

1. Воспользуемся агломеративным иерархическим алгоритмом классификации. В качестве расстояния между объектами примем обычное евклидовое расстояние. Тогда согласно формуле:

$$p(x_{ij}) = \sqrt{\sum (x_{il} - x_{ji})^2}, \tag{3.8}$$

где *l* – признаки;

i – количество признаков.

$$p(x_{1,2}) = \sqrt{(6{,}7 - 6{,}9)^2 + (27{,}6 - 26{,}8)^2} = 0{,}82;$$

$$p(x_{1,3}) = \sqrt{(6{,}7 - 5{,}8)^2 + (27{,}6 - 26{,}59)^2} = 1{,}35;$$

$$p(x_{1,4}) = \sqrt{(6{,}7 - 6{,}6)^2 + (27{,}6 - 28{,}2)^2} = 0{,}61 \text{ и т. д.}$$

2. Полученные данные помещаем в таблицу (матрицу расстояний) – приложение 1.

3. Поиск наименьшего расстояния.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 3 и 14 наиболее близки $P_{3;14} = 0,1$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №3 и №14. В результате имеем 32 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2)}$, $S_{(3,14)}$, $S_{(4)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9)}$, $S_{(10)}$, $S_{(11)}$, $S_{(12)}$, $S_{(13)}$, $S_{(15)}$, $S_{(16)}$, $S_{(17)}$, $S_{(18)}$, $S_{(19)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(25)}$, $S_{(26)}$, $S_{(27)}$, $S_{(28)}$, $S_{(29)}$, $S_{(30)}$, $S_{(31)}$, $S_{(32)}$, $S_{(33)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 13 и 15 наиболее близки $P_{13;15} = 0,11$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №13 и №15. В результате имеем 31 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2)}$, $S_{(3,14)}$, $S_{(4)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9)}$, $S_{(10)}$, $S_{(11)}$, $S_{(12)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(16)}$, $S_{(17)}$, $S_{(18)}$, $S_{(19)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(25)}$, $S_{(26)}$, $S_{(27)}$, $S_{(28)}$, $S_{(29)}$, $S_{(30)}$, $S_{(31)}$, $S_{(32)}$, $S_{(33)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 9 и 33 наиболее близки $P_{9;33} = 0,14$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №9 и №33. В результате имеем 30 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2)}$, $S_{(3,14)}$, $S_{(4)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9,33)}$, $S_{(10)}$, $S_{(11)}$, $S_{(12)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(16)}$, $S_{(17)}$, $S_{(18)}$, $S_{(19)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(25)}$, $S_{(26)}$, $S_{(27)}$, $S_{(28)}$, $S_{(29)}$, $S_{(30)}$, $S_{(31)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 4 и 10 наиболее близки $P_{4;10} = 0,14$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №4 и №10. В результате имеем 29 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2)}$, $S_{(3,14)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9,33)}$, $S_{(11)}$, $S_{(12)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(16)}$, $S_{(17)}$, $S_{(18)}$, $S_{(19)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(25)}$, $S_{(26)}$, $S_{(27)}$, $S_{(28)}$, $S_{(29)}$, $S_{(30)}$, $S_{(31)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 9,33 и 31 наиболее близки $P_{9,33;31} = 0,17$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №9,33 и №31. В результате имеем 28

кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2)}$, $S_{(3,14)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11)}$, $S_{(12)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(16)}$, $S_{(17)}$, $S_{(18)}$, $S_{(19)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(25)}$, $S_{(26)}$, $S_{(27)}$, $S_{(28)}$, $S_{(29)}$, $S_{(30)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 12 и 30 наиболее близки $P_{12;30} = 0,19$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №12 и №30. В результате имеем 27 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2)}$, $S_{(3,14)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(16)}$, $S_{(17)}$, $S_{(18)}$, $S_{(19)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(25)}$, $S_{(26)}$, $S_{(27)}$, $S_{(28)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 2 и 18 наиболее близки $P_{2;18} = 0,2$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №2 и №18. В результате имеем 26 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2,18)}$, $S_{(3,14)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(16)}$, $S_{(17)}$, $S_{(19)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(25)}$, $S_{(26)}$, $S_{(27)}$, $S_{(28)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 3,14 и 17 наиболее близки $P_{3,14;17} = 0,2$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №3,14 и №17. В результате имеем 25 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2,18)}$, $S_{(3,14,17)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(16)}$, $S_{(19)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(25)}$, $S_{(26)}$, $S_{(27)}$, $S_{(28)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 11 и 27 наиболее близки $P_{11;27} = 0,2$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №11 и №27. В результате имеем 24 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2,18)}$, $S_{(3,14,17)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(16)}$, $S_{(19)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(25)}$, $S_{(26)}$, $S_{(28)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 22 и 28 наиболее близки $P_{22;28} = 0,2$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №22 и №28. В результате имеем 23 кластера:

$S_{(1)}$, $S_{(2,18)}$, $S_{(3,14,17)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(16)}$, $S_{(19)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22,28)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(25)}$, $S_{(26)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 19 и 25 наиболее близки $P_{19;25} = 0,21$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №19 и №25. В результате имеем 22 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2,18)}$, $S_{(3,14,17)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(16)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22,28)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(26)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 3,14,17 и 16 наиболее близки $P_{3,14,17;16} = 0,21$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №3,14,17 и №16. В результате имеем 21 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2,18)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(5)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22,28)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(26)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 2,18 и 5 наиболее близки $P_{2,18;5} = 0,22$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №2,18 и №5. В результате имеем 20 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2,18,5)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(22,28)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(26)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 8 и 22,28 наиболее близки $P_{8;22,28} = 0,26$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №8 и №22,28. В результате имеем 19 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2,18,5)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8,22,28)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24)}$, $S_{(26)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 24 и 26 наиболее близки $P_{24;26} = 0,27$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №24 и №26. В результате имеем 18 кластера:

$S_{(1)}$, $S_{(2,18,5)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8,22,28)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(13,15)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24,26)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 2,18,5 и 13,15 наиболее близки $P_{2,18,5;13,15} = 0,32$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №2,18,5 и №13,15. В результате имеем 17 кластера: $S_{(1)}$, $S_{(2,18,5,13,15)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(6)}$, $S_{(7)}$, $S_{(8,22,28)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24,26)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 1 и 7 наиболее близки $P_{1;7} = 0,32$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №1 и №7. В результате имеем 16 кластера: $S_{(1,7)}$, $S_{(2,18,5,13,15)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(6)}$, $S_{(8,22,28)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(23)}$, $S_{(24,26)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 6 и 24,26 наиболее близки $P_{6;24,26} = 0,33$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №6 и №24,26. В результате имеем 15 кластера: $S_{(1,7)}$, $S_{(2,18,5,13,15)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(6,24,26)}$, $S_{(8,22,28)}$, $S_{(9,33,31)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(23)}$, $S_{(29)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 9,33,31 и 29 наиболее близки $P_{9,33,31;29} = 0,34$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №9,33,31 и №29. В результате имеем 14 кластера: $S_{(1,7)}$, $S_{(2,18,5,13,15)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(6,24,26)}$, $S_{(8,22,28)}$, $S_{(9,33,31,29)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(20)}$, $S_{(21)}$, $S_{(23)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 8,22,28 и 21 наиболее близки $P_{8,22,28;21} = 0,41$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №8,22,28 и №21. В результате имеем 13 кла-

стера: $S_{(1,7)}$, $S_{(2,18,5,13,15)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10)}$, $S_{(6,24,26)}$, $S_{(8,22,28,21)}$, $S_{(9,33,31,29)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(20)}$, $S_{(23)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 4,10 и 20 наиболее близки $P_{4,10;20} = 0,41$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №4,10 и №20. В результате имеем 12 кластера: $S_{(1,7)}$, $S_{(2,18,5,13,15)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10,20)}$, $S_{(6,24,26)}$, $S_{(8,22,28,21)}$, $S_{(9,33,31,29)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(23)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 8,22,28,21 и 9,33,31,29 наиболее близки $P_{8,22,28,21;9,33,31,29} = 0,41$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №8,22,28,21 и №9,33,31,29. В результате имеем 11 кластера: $S_{(1,7)}$, $S_{(2,18,5,13,15)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10,20)}$, $S_{(6,24,26)}$, $S_{(8,22,28,21,9,33,31,29)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(23)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 2,18,5,13,15 и 6,24,26 наиболее близки $P_{2,18,5,13,15;6,24,26} = 0,42$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №2,18,5,13,15 и №6,24,26. В результате имеем 10 кластера: $S_{(1,7)}$, $S_{(2,18,5,13,15,6,24,26)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10,20)}$, $S_{(8,22,28,21,9,33,31,29)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(12,30)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(23)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 4,10,20 и 12,30 наиболее близки $P_{4,10,20;12,30} = 0,45$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №4,10,20 и №12,30. В результате имеем 9 кластера: $S_{(1,7)}$, $S_{(2,18,5,13,15,6,24,26)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10,20,12,30)}$, $S_{(8,22,28,21,9,33,31,29)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(23)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 2,18,5,13,15,6,24,26 и 8,22,28,21,9,33,31,29 наиболее близки $P_{2,18,5,13,15,6,24,26;8,22,28,21,9,33,31,29} = 0,49$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №2,18,5,13,15,6,24,26 и №8,22,28,21,9,33,31,29. В результате имеем 8 кластера: $S_{(1,7)}$, $S_{(2,18,5,13,15,6,24,26,8,22,28,21,9,33,31,29)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(4,10,20,12,30)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(23)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 1,7 и 4,10,20,12,30 наиболее близки $P_{1,7;4,10,20,12,30} = 0,5$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №1,7 и №4,10,20,12,30. В результате имеем 7 кластера: $S_{(1,7,4,10,20,12,30)}$, $S_{(2,18,5,13,15,6,24,26,8,22,28,21,9,33,31,29)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(11,27)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(23)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 1,7,4,10,20,12,30 и 11,27 наиболее близки $P_{1,7,4,10,20,12,30;11,27} = 0,5$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №1,7,4,10,20,12,30 и №11,27. В результате имеем 6 кластера: $S_{(1,7,4,10,20,12,30,11,27)}$, $S_{(2,18,5,13,15,6,24,26,8,22,28,21,9,33,31,29)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(19,25)}$, $S_{(23)}$, $S_{(32)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 19,25 и 32 наиболее близки $P_{19,25;32} = 0,5$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №19,25 и №32. В результате имеем 5 кластера: $S_{(1,7,4,10,20,12,30,11,27)}$, $S_{(2,18,5,13,15,6,24,26,8,22,28,21,9,33,31,29)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(19,25,32)}$, $S_{(23)}$.

Из матрицы расстояний следует, что объекты 19,25,32 и 23 наиболее близки $P_{19,25,32;23} = 0,51$ и поэтому объединяются в один кластер.

При формировании новой матрицы расстояний, выбираем наименьшее значение из значений объектов №19,25,32 и №23. В результате имеем 4 кластера: $S_{(1,7,4,10,20,12,30,11,27)}$, $S_{(2,18,5,13,15,6,24,26,8,22,28,21,9,33,31,29)}$, $S_{(3,14,17,16)}$, $S_{(19,25,32,23)}$.

Благодаря использованию кластерного анализа стало возможным объединить в четыре группы скважины, имеющее наивысшие значения характеристик сходства. Для качественной характеристики и выявления особенностей выделенных групп по исходным геолого-физическим параметрам скважин и показателям процесса ГРП были рассчитаны средние значения параметров и показателей для каждой группы, представленные в таблице 3.5. При расчетах был использован принцип «ближайшего соседа».

Т а б л и ц а 3.5 – Средние значения параметров выделенных групп скважин

Параметр	Группы			
	1	2	3	4
Общая толщина, м	6,45	10,025	5,7	8,325
Пластовое давление, МПа	27,9	28,785	26,64	27,64
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,63	0,65	0,67	0,65
Коэффициент проницаемости, доли ед.	0,21	0,195	0,21	0,197
Коэффициент пористости, доли ед.	0,15	0,113	0,13	0,12
Количество проппанта, тонн	41,75	68,125	43,5	47,45
Обводненность, %	59	28,2	55	48,75

В первую группу были объединены скважины под номерами (273, 3352, 1116, 963, 1169, 3718).

Во вторую группу были объединены скважины (3635, 1636, 4046, 3433) – наибольшая эффективность проведения операций ГРП.

В третью группу вошли скважины под номерами (1326, 1215, 3241, 1336) – наименьшая эффективность операций ГРП.

Четвертая группа объединила в себя скважины с номерами (3390, 500, 3709, 3657).

Результаты иерархической классификации представлены в виде дендрограммы Фишера (рисунок 3.14).

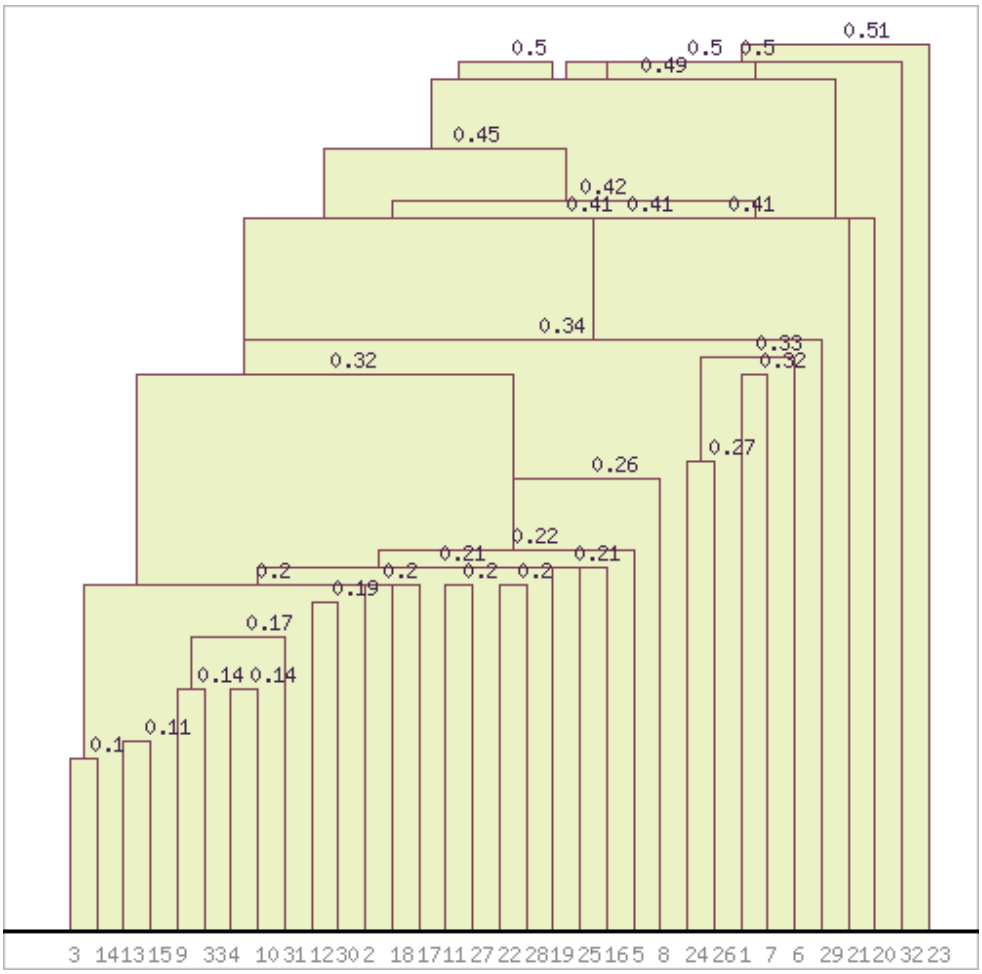


Рисунок 3.14 – Дендрограмма характеристик сходств исследуемых скважин

Таким образом, геолого-технологический и геолого-статистический анализы процесса ГРП показали, что высокая эффективность ГРП присуща для скважин, имеющих низкие значения обводненности, коэффициентов проницаемости и пористости, высокие значения общей толщины пласта и пластового давления, а также высокие значения массы закачиваемого проппанта.

3.5 Пути восстановления простаивающего фонда скважин Русскинского месторождения

В структуре реализованного фонда скважин по месторождению объект $ЮС_2$ занимает ведущую роль. Данному объекту принадлежит 798 скважин, в том числе добывающих – 723, из них действующих – 575 (рисунок 3.15).



Рисунок 3.15 – Структура и состояние реализованного фонда скважин по объекту пласта $ЮС_2$ Русскинского месторождения

К основным причинам простаивания скважин на данном объекте можно отнести:

- нерентабельность дальнейшей эксплуатации из-за малодебитности, либо высокой обводненности продукции;

- падение оборудования на забой;

- отсутствие промышленного притока флюида из пласта либо отсутствие приемистости;

- подготовка к переводу в другие категории: ППД, консервацию, ликвидацию;

- отказ или отсутствие необходимого глубинно-насосного оборудования (ГНО).

Для повышения производительности низкодебитных скважин и восстановления простаивающего фонда скважин на данном объекте рекомендуется произвести зарезку бокового ствола с применением технологии азотно-пенного ГРП. Использование азота позволяет сократить объем жидкой фазы до 70 % (что благоприятно для пластов, чувствительных к воде из-за набуха-

ния глин), а также облегчает процесс освоения скважин за счет энергии растворенного газа, в том числе в зонах пониженного пластового давления.

В Западной Сибири первые «пенные» ГРП были проведены в 2007 году компанией Schlumberger на месторождениях ОАО «Газпромнефть». Опытно-промышленные работы (ОПР) по его внедрению успешно выполнены в ОАО «ТНК-ВР», ООО «Лукойл-Западная Сибирь» и др.

На месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» первые опытные ГРП были проведены в конце 2009 г., основным объектом испытаний являлся пласт $ЮС_2$. Пенная система, используемая на всех стадиях ГРП (инициация, развитие и закрепление трещины), представляла собой смесь технологического геля с азотом (качество превышало 40 %). Генерация пены происходила в турбулентном режиме течения смеси в смесителе – дополнительном элементе устьевой напорной линии высокого давления без использования добавочных диспергаторов. Основные технологические показатели и результаты первых «пенных» ГРП приведены в таблице 3.6.

Т а б л и ц а 3.6 – Технологические показатели и результаты первых «пенных» ГРП

Показатели	Номер участка ОПР			
	1	2	3	4
Объем пены, $м^3$	180	178,3	181	141
Качество пены, %	43	55	53	61
Давление, МПа:				
рабочее	419	394	380	320
мгновенное	180	142	150	55
Масса проппанта, т	60,2	40	49	25,3
Максимальная концентрация проппанта, $кг/м^3$:				
в геле	1300	1200	1500	1600
в пене	740	660	1000	950

Продолжение т а б л и ц ы 3.6

Показатели	Номер участка ОПР			
	1	2	3	4
Дебит жидкости, т/сут: до ГРП после ГРП	Скважины из бурения 31,6	0,5 32	Скважины из бурения 71,9	- -
Средний прирост годовой дополнительной добычи нефти относительно скважин участка с традиционным ГРП, тыс. тонн	2,14	-	5,48	Не оценен

Анализ режимов работы скважин после ГРП на участках ОПР показал, что все «пенные» ГРП эффективны: в 67 % воздействий средняя годовая дополнительная добыча нефти превысила аналогичные показатели по окружающим скважинам с ГРП, выполненным по традиционным технологиям, в среднем на 2,3 тыс. тонн.

Во время проведения «пенных» ГРП в боковых стволах скважин существует риск разрушения материнской эксплуатационной колонны. Во избежание данного негативного фактора необходимо включить в компоновку лифтовой колонны НКТ герметизирующее устройство УГРХ (стингер) (рисунок 3.16). Объектом применения данного устройства могут быть стволы скважин, обсаженные хвостовиками Ø 89, 102 и 114 мм. Устанавливается совместно с якорем гидравлическим НПКФ-ПХ-ЯГ. Герметизирующее устройство необходимо установить в нижнем переводнике пакер-подвески (рисунок 3.17), что поспособствует защите материнской колонны и конструктивных узлов пакер-подвески от воздействия высокого давления, создаваемого насосами во время проведения операции ГРП.

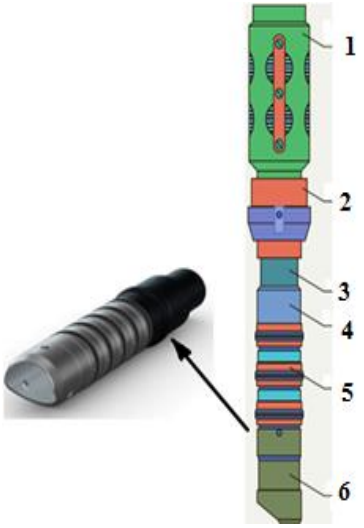


Рисунок 3.16 – Общий вид герметизирующего устройства УГРХ:

1 – якорь гидравлический; 2 – переводник опорный с упорной сменной гайкой; 3 – удлинительный патрубок; 4 – герметизирующий узел; 5 – самоуплотняющиеся втулки; 6 – башмак направляющий

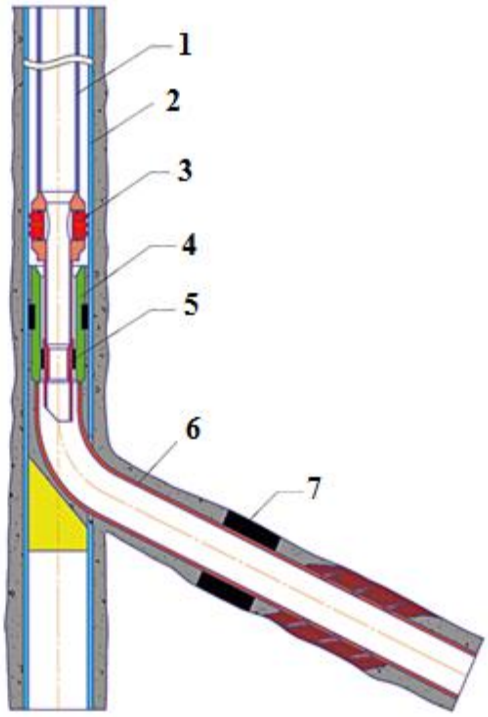


Рисунок 3.17 – Схема проведения ГРП в боковых стволах скважин с применением герметизирующего устройства УГРХ:

1 – лифтовая колонна НКТ, 2 – эксплуатационная колонна, 3 – гидравлический якорь, 4 – пакер-подвеска хвостовика, 5 – самоуплотняющееся герметизирующее устройство, 6 – хвостовик, 7 – заколонный пакер

4 Расчетная часть

Чтобы произвести расчет, необходимо взять из таблицы 3.3 скважину с номером 3635. Мы будем использовать данные таблицы 9 в качестве исходных данных для расчетов.

Т а б л и ц а 4.1 – Исходные данные для расчета основных параметров процесса ГРП

Глубина скважины, L_c, м	2964
Начальное пластовое давление, $P_{пл}$, МПа	27,65
Эффективная нефтенасыщенная толщина, h, м	5,8
Средняя плотность вышележащих пород, $\rho_п$, кг/м^3	2600
Темп закачки, Q, м^3/сек	0,02
Модуль упругости пород, 10^4 МПа	1
Радиус контура питания, м	200
Плотность жидкости разрыва, кг/м^3	1011
Плотность песка, кг/м^3	2500
Коэффициент Пуассона, v	0,3
Средняя концентрация проппанта в смеси, $C_п$, кг/м^3	600
Плотность проппанта, $\rho_{пр}$, кг/м^3	1600
Диаметр НКТ (внешний/внутренний), d, мм	88,9/75,9
Внутренний диаметр обсадной колонны, м	0,15
Вязкость жидкости разрыва, Па·с	0,285
Проницаемость призабойной зоны, мкм^2	0,194
Количество проппанта, кг	70000
Насосный агрегат	4АН-700
Рабочее давление агрегата, МПа	29
Подача одного агрегата при $P_{раб}$, м^3/с	0,0146
Коэффициент технического состояния, доли ед.	0,5
Тип проппанта 16/20 ForeProp 12/18 ForeProp(RCP)	

Имея исходные данные, выполним расчет основных параметров ГРП:

1. Рассчитываем вертикальную составляющую горного давления:

$$P_{гв} = \rho_п \cdot g \cdot L_с \cdot 10^{-6}, \quad (4.1)$$

где $P_{гв}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа;

$\rho_п$ – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м^3;

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

$L_с$ – глубина скважины, м.

$$P_{\text{гв}} = 2600 \cdot 9{,}81 \cdot 2964 \cdot 10^{-6} = 75{,}6 \text{ МПа}.$$

2. Рассчитываем горизонтальную составляющую горного давления:

$$P_{\text{гг}} = \frac{(P_{\text{гв}} \cdot \nu)}{(1-\nu)}, \tag{4.2}$$

где $P_{гг}$ – горизонтальная составляющая горного давления, МПа;

ν – коэффициент Пуассона горных пород, доли ед., ν = 0,3.

$$P_{\text{гг}} = \frac{75{,}6 \cdot 0{,}3}{(1-0{,}3)} = 32{,}4 \text{ МПа}.$$

3. Зная составляющие горного давления, рассчитываем забойное давление разрыва:

$$\frac{P_{\text{забр}}}{P_{\text{гг}}} \cdot \left(\frac{P_{\text{забр}}}{P_{\text{гг}}} - 1\right)^3 = 5{,}25 \cdot \frac{1}{(1-\nu)^2} \cdot \left(\frac{E}{P_{\text{гг}}}\right)^2 \cdot \frac{Q \cdot \mu_{\text{жр}}}{P_{\text{гг}}}, \tag{4.3}$$

где $P_{забр}$ – забойное давление разрыва, МПа;

E – модуль упругости пород, МПа, $E = 1 \cdot 10^4$ МПа;

Q – темп закачки жидкости разрыва, м^3/с;

$\mu_{жр}$ – вязкость жидкости разрыва, Па·с.

$$\frac{P_{\text{забр}}}{32{,}4}\cdot\left(\frac{P_{\text{забр}}}{32{,}4}-1\right)^3=5{,}25\cdot\frac{1}{(1-0{,}3)^2}\cdot\left(\frac{10^4}{32{,}4}\right)^2\cdot\frac{0{,}02\cdot0{,}285}{32{,}4};$$

$$\frac{P_{\text{забр}}}{32{,}4}\cdot\left(\frac{P_{\text{забр}}}{32{,}4}-1\right)^3=179{,}45;$$

$$P_{\text{забр}}=49{,}6\ \text{МПа}.$$

4. Определим объемную концентрацию песка в смеси:

$$\beta_{\text{п}}=\frac{\left(\frac{C_{\text{п}}}{\rho_{\text{п}}}\right)}{\left(\frac{C_{\text{п}}}{\rho_{\text{п}}}-1\right)},\qquad(4.4)$$

где $\beta_{\text{п}}$ – объемная концентрация песка, доли ед.;

$C_п$ – концентрация песка в 1 м^3 жидкости, кг/м^3;

$\rho_{\text{п}}$ – плотность песка, кг/м^3.

$$\beta_{\text{п}}=\frac{\left(\frac{600}{2500}\right)}{\left(\frac{600}{2500}+1\right)}=0{,}193.$$

5. Плотность жидкости песконосителя с песком рассчитываем по формуле:

$$\rho_{\text{жп}}=\rho_{\text{ж}}\cdot(1-\beta_{\text{п}})+\rho_{\text{п}}\cdot\beta_{\text{п}},\qquad(4.5)$$

где $\rho_{\text{жп}}$ – плотность жидкости-песконосителя, кг/м^3;

$\rho_{\text{ж}}$ – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м^3.

$$\rho_{\text{жп}} = 1011 \cdot (1 - 0{,}193) + 2500 \cdot 0{,}193 = 1298{,}37 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

6. Рассчитываем вязкость жидкости песконосителя с песком:

$$\mu_{\text{жп}} = \mu \cdot e^{3{,}18 \cdot \beta_{\text{п}}}, \tag{4.6}$$

где μ – вязкость жидкости с песком, Па·с.

$$\mu_{\text{жп}} = 0{,}285 \cdot 2{,}718^{3{,}18 \cdot 0{,}193} = 0{,}526 \text{ Па} \cdot \text{с}.$$

7. Число Рейнольдса рассчитываем по формуле:

$$Re = \frac{4 \cdot Q \cdot \rho_{\text{жп}}}{\pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \mu_{\text{жп}}}, \tag{4.7}$$

$$Re = \frac{4 \cdot 0{,}02 \cdot 1298{,}37}{3{,}14 \cdot 0{,}0759 \cdot 0{,}526} = 828{,}57.$$

8. Коэффициент гидравлического сопротивления λ рассчитываем по формуле:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \tag{4.8}$$

$$\lambda = \frac{64}{828{,}57} = 0{,}077.$$

9. Рассчитываем потери давления на трение жидкости песконосителя:

$$P_{\text{тр}} = \frac{8 \cdot \lambda \cdot Q^2 \cdot L_{\text{с}} \cdot \rho_{\text{жп}}}{\pi^2 \cdot d_{\text{вн}}^5}, \quad (4.9)$$

$$P_{\text{тр}} = \frac{8 \cdot 0{,}077 \cdot 0{,}02^2 \cdot 2964 \cdot 1298{,}37}{3{,}14^2 \cdot 0{,}0759^5} = 38{,}18 \text{ МПа}.$$

10. Учитывая то, что при значении Re > 200 значение потерь на трение увеличится в 1,52 раза:

$$P_{\text{тр}} = 38{,}18 \cdot 1{,}52 = 58{,}03 \text{ МПа}.$$

11. Рассчитываем давление на устье, развиваемое при закачке жидкости песконосителя:

$$P_{\text{у}} = P_{\text{забр}} - \rho_{\text{жп}} \cdot g \cdot L_c \cdot 10^{-6} + P_{\text{тр}}, \quad (4.10)$$

$$P_{\text{у}} = 49{,}6 - 1298{,}37 \cdot 9{,}81 \cdot 2964 \cdot 10^{-6} + 58{,}03 = 69{,}8 \text{ МПа}.$$

12. Агрегат 4АН-700 на скорости развивает рабочее давление 32,4 МПа, а рабочий расход 0,017 м^3/с, следовательно, необходимое число агрегатов равно:

$$N = \frac{P_{\text{у}} \cdot Q}{P_{\text{р}} \cdot Q_{\text{р}} \cdot k_{\text{тс}}} + 1, \quad (4.11)$$

где N – число насосных агрегатов 4АН-700;

$P_р$ – рабочее давление агрегата, МПа;

$Q_р$ – подача агрегата при данном рабочем давлении, МПа;

$k_{тс}$ – коэффициент технического состояния агрегата, доли ед., $k_{тс}$ = 0,5.

$$N = \frac{69{,}8 \cdot 0{,}02}{32{,}4 \cdot 0{,}017 \cdot 0{,}5} + 1 = 6 \text{ шт.}$$

13. Определим объем продавочной жидкости:

$$V_{\text{п}} = 0{,}785 \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot L_{\text{с}}, \tag{4.12}$$

$$V_{\text{п}} = 0{,}785 \cdot 0{,}0759^2 \cdot 2964 = 13{,}4 \text{ м}^3.$$

14. Рассчитываем количество жидкости для осуществления ГРП:

$$V_{\text{ж}} = \frac{Q_{\text{п}}}{C_{\text{п}}}, \tag{4.13}$$

где C_n – количество проппанта на один гидравлический разрыв, кг.

$$V_{\text{ж}} = \frac{70000}{600} = 116 \text{ м}^3.$$

15. Суммарное время работы одного агрегата 4АН-700 на 4 скорости:

$$t = \frac{V_{\text{ж}} + V_{\text{п}}}{Q_{\text{р}}}, \tag{4.14}$$

$$t = \frac{116 + 13{,}4}{0{,}017} = 7612 \text{ с} = 127 \text{ минут.}$$

16. Рассчитываем длину вертикальной трещины:

$$L_{\text{тр}} = \sqrt{\frac{V_{\text{ж}} \cdot E}{5{,}6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_{\text{забр}} - P_{\text{гг}})}}, \tag{4.15}$$

$$L_{\text{тр}} = \sqrt{\frac{116 \cdot 10^4}{5{,}6 \cdot (1 - 0{,}3^2) \cdot 5{,}8 \cdot (49{,}6 - 32{,}4)}} = 48 \text{ м.}$$

17. Определяем раскрытость трещины:

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot (1 - \nu^2) \cdot L_{\text{тр}} \cdot (P_{\text{забр}} - P_{\text{гг}})}{1 \cdot 10^4}, \quad (4.16)$$

$$\omega_0 = \frac{4 \cdot (1 - 0{,}3^2) \cdot 48 \cdot (49{,}6 - 32{,}4)}{1 \cdot 10^4} = 0{,}3 \text{ м.}$$

В результате проведения ГРП в скважине 3635 формируется вертикальная трещина длиной 48 м и шириной 30 см.

5 Безопасность и экологичность проекта

Раздел посвящен экологическим аспектам воздействия на компоненты окружающей среды в ходе применения гидравлического разрыва пласта для разработки ТРИЗ Русскинского нефтяного месторождения.

Меры, которые будут приняты в данной главе – это мероприятия по обеспечению безопасности рабочего персонала и охраны окружающей среды от возможных негативных воздействий, связанных с применением ГРП на Русскинском месторождении ОАО «Сургутнефтегаз».

5.1 Анализ состояния промышленной безопасности на предприятии

Анализ динамики изменений условий труда за 3-5 лет: на территории исследуемого объекта условия труда по степени вредности факторов находятся в пределах допустимых уровней.

Динамика травматизма за последние 5 лет: за 2017-2022 год на месторождении зафиксировано 20 несчастных случаев. Профессиональных заболеваний зарегистрировано не было. Количество работников производственной сферы по списку насчитывается 3935 человек. Смертельные случаи на данном месторождении не зафиксированы.

На рисунке 5.1 отражены показатели травматизма по количеству травм за 2019-2021 годы. К группам работников, которые имеют самые высокие показатели травматизма по итогам можно отнести: операторы по подземному ремонту скважин, помощники бурильщика капитального ремонта скважин, операторы по добыче нефти и газа, электрогазосварщики, слесаря ремонтники, операторы ГРП.

На рисунке 5.2 отражены показатели травматизма по видам происшествия, ед. за 2019-2021 годы. Диаграмма свидетельствует о том, что высокий риск травматизма связан с соприкосновением с движущимися и вращающимися предметами.

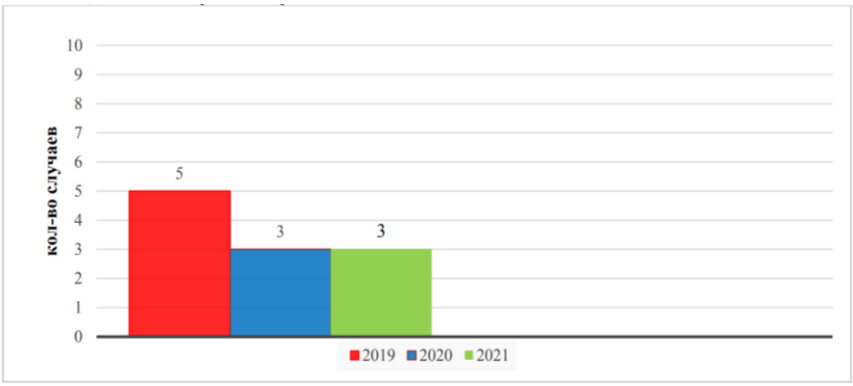
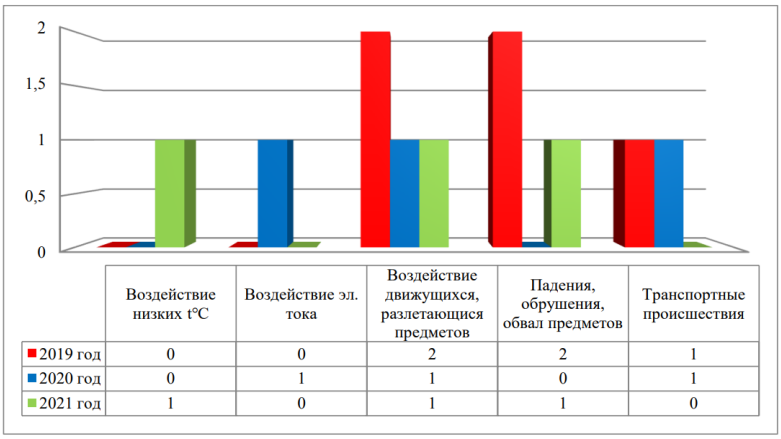


Рисунок 5.1 – Показатели травматизма по количеству травм за 2019-2021 годы



	Воздействие низких t°C	Воздействие эл. тока	Воздействие движущихся, разлетающихся предметов	Падения, обрушения, обвал предметов	Транспортные происшествия
2019 год	0	0	2	2	1
2020 год	0	1	1	0	1
2021 год	1	0	1	1	0

Рисунок 5.2 – Показатели травматизма по видам происшествия, ед.

Таким образом, проведенный анализ показал, что за исследуемый период производственный травматизм остается на допустимом уровне.

Формы обязательного и добровольного страхования на предприятии согласуется с обязательными взносами согласно ТК РФ. Отчисления во внебюджетные фонды составляет 337593,84 на бригаду ГРП из 6 человек.

5.2 Идентификация опасных и вредных производственных факторов

Основными вредными и опасными факторами, которые могут возникнуть при подготовке, проведении и непосредственном осуществлении операции ГРП являются:

- производственный шум и вибрация;

- загазованность воздушной среды газами;

- неблагоприятные климатические условия;

- недостаточная освещенность рабочей зоны;

- укусы насекомых (клещей);

- физические и эмоциональные перегрузки, умственное перенапряжение, монотонность труда;

- движущиеся машины и механизмы;

- напряжение электрического тока;

- возможная утечка токсичных веществ;

- факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов;

- работа с оборудованием под давлением.

На основании анализа опасных и вредных факторов предприятию установлен 3 класс опасности.

5.3 Производственная безопасность

5.3.1 Общие положения

Охрана труда и промышленная безопасность неразрывно связаны между собой, поскольку они являются важнейшими факторами для обеспечения здоровья и безопасности работников. Основная цель промышленной безопасности – предотвращение и минимизация последствий аварий на опасных производственных объектах (ОПО).

5.3.2 Техника безопасности. Защита от механических травм

Охрана работников от механических опасностей на территории Русскинского месторождения представляет собой важный аспект безопасности.

Любые вращающиеся и движущиеся механизмы могут создавать потенциальные риски для работников, вызывая травмы в результате контакта с

оборудованием. Опасные зоны, где возможно воздействие вредных факторов на персонал, требуют особого внимания и мер предосторожности.

Механические опасности могут включать в себя различные элементы оборудования, такие как лебедки, насосы, а также другие потенциально опасные факторы, например, непрочные конструкции, наличие шероховатостей на поверхности изделий.

В целях минимизации рисков применяются различные средства защиты. Оградительные и предохранительные устройства, такие как защитные кожухи и экраны, спроектированы для предотвращения прямого взаимодействия между работниками и опасными механизмами. Также широко используются тормозные механизмы, а также системы автоматического контроля и сигнализации, обеспечивающие своевременное реагирование на потенциальные опасности.

Дистанционное управление предоставляет дополнительный уровень безопасности, позволяя работникам осуществлять контроль над механизмами на расстоянии. Все эти меры направлены на обеспечение безопасности труда и снижение рисков механических травм в рабочей среде.

5.3.3 Микроклимат на рабочем месте

Микроклимат на рабочем месте может оказывать негативное воздействие на организм работников, включая перегрев организма, обезвоживание и раздражение кожи и слизистых, а также увеличение риска различных заболеваний, таких как гипертермия и переохлаждение. На текущий момент отсутствует систематическое нормирование микроклиматических условий на предприятии.

В связи с этим, крайне важно принятие конкретных мер для снижения негативного воздействия микроклимата на здоровье работников. Регулярный мониторинг и поддержание оптимальных параметров микроклимата, таких как температура и влажность, являются ключевыми аспектами обеспечения комфортных условий труда.

При возникновении отклонений от установленных норм микроклимата, необходимо предоставление средств индивидуальной защиты (СИЗ) работникам. Эти средства могут включать в себя специальную одежду, обувь, головные уборы и другие элементы, предназначенные для минимизации негативного воздействия микроклимата и обеспечения комфортных условий труда.

Т а б л и ц а 5.1 – Приостановка работ в зависимости от погодных условий.

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха 0С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.3.4 Химическая безопасность

Основными источниками выбросов загрязняющих веществ являются стационарные дизельные двигатели, электростанции и двигатели внутреннего сгорания технологических машин. Эти источники могут привести к значительным уровням вредных газов, паров и аэрозолей в окружающей атмосфере, что создает опасность для здоровья работников и окружающей среды.

Для нормализации воздушной среды в рабочей зоне необходимо применение технологических методов, которые либо исключают, либо существенно ограничивают процессы и операции, сопровождающиеся выбросами вредных веществ. Эффективные меры по снижению выбросов могут включать в себя внедрение современных систем очистки воздуха, а также рационализацию производственных процессов.

Технические методы предполагают механизацию вредных и трудоемких процессов, что позволяет снизить воздействие на окружающую среду и повысить безопасность труда. Однако внедрение технических инноваций требует тщательного анализа и оценки их эффективности.

Предельно допустимые концентрации веществ, установленные согласно ГОСТ 12.1.005-88, представлены в таблице 5.2 и служат важным руководством при оценке уровней загрязнения воздушной среды и принятии мер по ее контролю.

Т а б л и ц а 5.2 – Нормы предельно допустимых концентраций вредных веществ.

Вредное вещество	ПДК, разовая, мг/м^3	ПДК, среднесуточная, мг/м^3
Бензин	5,0	1,5
Бензол	1,5	0,8
Диоксид азота	0,085	0,085
Диоксид серы	0,5	0,05
Ксилол	0,2	0,2
Оксид углерода	3,0	1,1
Сажа	0,15	0,05
Сероводород	0,08	0,008
Толуол	0,6	0,6

На территории Русскинского месторождения применяются коллективные средства защиты. Коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы.

5.3.5 Шум и вибрация. Защита от механических и акустических колебаний

В процессе выполнения операции ГРП, особое внимание уделяется повышенному уровню шума. Шумы, при длительном воздействии приводят к заболеванию нервной системы, снижению слуха, вплоть до глухоты. Предельно допустимые уровни шума для производственных объектов представлены в таблице 5.3.

Для соблюдения норм на территории месторождения применяются различные средства защиты, такие как применение работником противошумных шлемов, вкладышей и наушников.

Т а б л и ц а 5.3 – Предельно допустимые уровни шума

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни
-	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	(в дБА)
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

5.3.6 Лазерная безопасность

Соблюдение требований санитарно-гигиенического нормативного документа СанПин 2.2.4.3359-16 «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах» на территории Русскинского месторождения является важным аспектом обеспечения безопасности труда и здоровья работников. Регулирование физических факторов, таких как лазерное излучение, в соответствии с нормами указанного санитарного стандарта, позволяет минимизировать воздействие вредных факторов на работающих.

Спецификация требований к лазерному излучению в разделе VIII данного стандарта предполагает, что меры безопасности и контроля должны быть предприняты для предотвращения возможного воздействия лазерного излучения на работников. Это может включать в себя применение средств индивидуальной защиты, установку защитных экранов, а также проведение регулярных мероприятий по мониторингу и контролю уровней лазерного излучения на рабочих местах.

Обеспечение соответствия указанным санитарным нормам является ключевым фактором для поддержания здоровья и благополучия работников, а также для соблюдения законодательных требований в области охраны труда.

5.3.7 Электромагнитные поля

Обеспечение безопасности от электротравм на Русскинском месторождении является критически важным аспектом. Плохо изолированные токопроводящие части и провода представляют потенциальную опасность для работников, и предпринятие соответствующих мер предосторожности имеет решающее значение.

Для предотвращения электротравм важно соблюдение техники безопасности, контроль за состоянием изоляции токоведущих частей, установка оградительных устройств, использование средств предупредительной сигнализации и блокировки, а также применение коллективных и индивидуальных средств электрозащиты, таких как изоляция токопроводящих частей, диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками и другие. Эти меры направлены на минимизацию рисков и обеспечение безопасного рабочего окружения.

5.3.8 Опасность поражения электрическим током. Электробезопасность

Обеспечение безопасности при работе с электрооборудованием на Русскинском месторождении представляет собой важный аспект производственной деятельности. Электротравмы, вызванные недостаточной изоляцией токоведущих частей, представляют серьезную опасность для работников. Для минимизации рисков применяются различные меры предосторожности и коллективные средства электрозащиты.

Изолирующие средства защиты, такие как диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты и изолирующие подставки, предоставляют дополнительный уровень защиты от элек-

трических опасностей. Эти меры спроектированы для обеспечения безопасной работы с электрооборудованием и предотвращения потенциальных электротравм.

5.3.9 Эксплуатация грузоподъемных и транспортирующих машин, а также систем, работающих под давлением

При эксплуатации грузоподъемных машин следует руководствоваться требованиями правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов, утверждаемых Минтрудом России в соответствии с подпунктом 5.2.28 Положения о Министерстве труда и социальной защиты Российской Федерации, и правил безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения, утверждаемых нормативными правовыми актами в области промышленной безопасности.

Системы, работающие под давлением (СРД), представляют опасность для всех рабочих, находящихся в опасной зоне. Повышенное давление могут нанести тяжкие травмы и ушибы вследствие разрушения оборудования.

В целях предотвращения возникновения инцидентов на производстве, применяют различные предохранительные устройства, проверенные испытаниями на прочность и герметичность.

5.3.10 Производственное освещение

Освещение нормируется СНБ 2.04.05-98 «Естественное и искусственное освещение» (СНиП II-4-79). Помещения с постоянным пребыванием людей должны, как правило, иметь естественное освещение.

На территории месторождения требования к производственному освещению соблюдены.

5.3.11 Требования пожарной безопасности

Пожарная безопасность является важным аспектом на Русскинском месторождении, и ее обеспечение включает в себя широкий спектр мероприя-

тий. Нормы и стандарты, такие как НПБ 105-03 и СП 12.13130.2009, служат основой для определения категорий помещений по пожароопасности и классов зон взрывопожароопасности соответственно.

Кроме того, для обеспечения пожарной безопасности в зданиях и сооружениях используются различные технические средства и меры. Среди них современные автоматические средства сигнализации, методы и устройства ограничения распространения огня, а также автоматические стационарные системы тушения пожаров. Эти технические меры направлены на своевременное обнаружение и тушение пожаров, предотвращение распространения огня и минимизацию возможных ущербов.

5.3.12 Эргономика

Обеспечение комфортных условий труда на Русскинском месторождении включает в себя организацию рабочих мест с учетом физических и технологических особенностей работ. Рабочее место должно предоставлять рабочему возможность выполнения задач как в положении сидя, так и в положении стоя, учитывая при этом несколько важных аспектов.

При выполнении работ в положении сидя, рабочее место должно соответствовать требованиям, установленным в ГОСТ12.2.032-78. В свою очередь, при работе в положении стоя применяются стандарты, предусмотренные в ГОСТ12.2.033-78. Эти стандарты устанавливают требования к организации рабочих мест с учетом нормативов и норм безопасности труда, направленных на обеспечение комфортных условий для работников.

5.3.13 Средства индивидуальной защиты рабочих

Средства индивидуальной защиты (СИЗ) – средства, используемые для предотвращения или уменьшения воздействия на работников вредных и опасных производственных факторов, сопутствующих деятельности человека, а также для защиты от загрязнения. Все используемые СИЗ на исследуемом предприятии приведены в пунктах выше.

5.4 Экологическая безопасность

Антропогенные воздействия на природу представляют собой серьезную проблему, и на Русскинском месторождении выделяются несколько основных типов таких воздействий:

1. Нефтяное загрязнение окружающей среды: это связано с несовершенством технологии, возможными аварийными разливами и несоблюдением природоохранных требований. Оптимизация процессов добычи и транспортировки нефти может снизить потенциальные риски для окружающей среды.

2. Загрязнение атмосферы: возникает при сгорании газа в факелах и потерях через негерметичное оборудование, особенно в районе компрессорных станций и при авариях на газо- и нефтепроводах. Работы по повышению герметичности оборудования и утилизации нефтяного газа могут помочь снизить негативное воздействие на атмосферу.

3. Загрязнение природной среды отходами: промышленные и бытовые отходы могут представлять опасность для окружающей среды. Эффективная система управления отходами и их переработка способствуют уменьшению негативного воздействия.

4. Отрицательные геологические процессы: строительство и эксплуатация объектов месторождения могут вызывать изменения в природной среде, такие как заработка, подтопление, развитие оврагов, эрозия и другие процессы. Эффективное планирование и меры по предотвращению данных процессов могут смягчить их воздействие.

Общими мерами для охраны окружающей среды на месторождении являются сокращение потерь нефти и газа, повышение герметичности и надежности оборудования, утилизация нефтяного газа, а также оптимизация процессов сжигания топлива с уменьшением образования токсичных продуктов сгорания.

5.4.1 Охрана атмосферы

В целях охраны атмосферы должны быть уменьшены выбросы легких фракций нефти от резервуаров, для этого необходимо принять следующие меры:

1. Установка систем восстановления паров: для резервуаров, содержащих нефтепродукты, следует установить системы восстановления паров. Эти системы позволяют собирать и рециркулировать испаряющиеся газы, предотвращая их выброс в атмосферу.

2. Герметизация резервуаров: обеспечьте герметичность резервуаров, чтобы минимизировать возможные утечки легких фракций нефти. Регулярная проверка и обслуживание оборудования помогут предотвратить потенциальные проблемы.

3. Применение технологий улавливания: внедрить технологии улавливания паров, которые могут использоваться для сбора и обработки выбрасываемых газов. Это может включать в себя использование специальных устройств и систем, таких как адсорбционные углеродные фильтры.

4. Обучение персонала.

5.4.2 Охрана гидросферы

В рамках деятельности отдела охраны окружающей среды и промышленной санитарии предпринимаются меры по контролю за качеством поверхностной воды водотоков и водоемов. Этот контроль обеспечивается через систему постоянных пунктов, расположенных в стратегически важных точках. Этот систематический подход к контролю за качеством воды помогает не только рано выявлять потенциальные проблемы, но и разрабатывать эффективные стратегии для их предотвращения или минимизации.

5.4.3 Охрана литосферы

Защита почв от прогрессирующей деградации и необоснованных потерь – наиболее острые экологические проблемы в земледелии, которые еще далеки от своего решения.

В число основных звеньев экологической защиты почв входят:

– защита почв от водной и ветровой эрозии;

– организация севооборотов и системы обработки почв с целью повышения их плодородия;

– мелиоративные мероприятия (борьба с заболачиванием, засолением почв и др.);

– рекультивация нарушенного почвенного покрова;

– защита почв от загрязнения, а полезной флоры и фауны от уничтожения;

– предотвращение необоснованного изъятия земель из сельскохозяйственного оборота.

Для борьбы с эрозией почв необходим комплекс мер:

- землеустроительных (распределение угодий по степени их устойчивости к эрозионным процессам);

- агротехнических (почвозащитные севообороты, контурная система выращивания сельскохозяйственных культур, при которой задерживается сток, химические средства борьбы и т. д.);

- лесомелиоративных (полезащитные и водорегулирующие лесные полосы, лесные насаждения на оврагах, балках и т. д.);

- гидротехнических (каскадные пруды и т. д.).

5.4.4 Планы природоохранных мероприятий

План мероприятий разрабатывается с целью уменьшения воздействия производства на окружающую среду. Также благодаря выполнению данных мероприятий восполняет потери, понесенные окружающей средой в результате воздействия вашей производственной деятельности. К примеру, вы мо-

жете проводить озеленение территории санитарно-защитной зоны предприятия, подсыпку дорог и их орошение.

Согласно п.1 ст.96 Экологического Кодекса РК, мероприятием по охране окружающей среды является комплекс технологических, технических, организационных, социальных и экономических мер, направленных на охрану окружающей среды и улучшение ее качества.

Для того, чтобы организации знать, какие природоохранные мероприятия необходимо проводить в течение года, требуется разработать план природоохранных мероприятий согласно ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ, ст. 34, 39.

5.5 Мероприятия по защите в чрезвычайных ситуациях

Для предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров, рекомендуется принимать следующие меры безопасности:

1. Предварительная проверка уровня загазованности. Перед началом ремонтно-восстановительных работ необходимо использовать переносные газоанализаторы для контроля уровня загазованности воздушной среды. Содержание паров газа не должно превышать предельно-допустимую концентрацию, установленную санитарными нормами.

2. Работа после устранения опасных условий. Работы разрешаются только после полного устранения опасных условий. В процессе работы необходимо периодически контролировать уровень загазованности, обеспечивать принудительную вентиляцию в случае необходимости.

3. Разработка планов ликвидаций ЧС.

Общая картина указывает на системный и комплексный подход к обеспечению безопасности и устойчивости воздействия производственных процессов на окружающую среду.

5.6 Инженерные решения и предложения по обеспечению безопасности, охране труда и охране окружающей среды. Разработка мероприятий по предотвращению воздействия опасных факторов от оборудования, работающего под давлением

Ввиду того, что процесс ГРП производится при больших значениях давлений, достигающих 100 МПа (что является довольно высоким показателем), необходимо создать условия, которые будут гарантировать безопасность выполнения обработки.

Любые системы, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может трансформироваться в явную форму и повлечь тяжелые последствия. Основное требование к таким системам – обеспечение их герметичности на протяжении всего периода эксплуатации. Нарушение герметичности данных систем обычно сопровождается двумя группами опасностей. Первая из них связана с взрывом. Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Так, обслуживающий персонал может получить термические и химические ожоги, отравление и радиационное облучение.

При выполнении операции ГРП необходимо, чтобы все трубопроводы и насосные установки были оснащены:

1. Запорной или запорно-регулирующей арматурой оснащенной автоматикой;

2. Автоматическими приборами для измерения давления.

Для периодической проверки исправности манометра на трубопроводе после манометра должен быть установлен трехходовой кран.

Для предотвращения чрезмерного повышения давления в системе необходимо устанавливать автоматические предохранительные устройства, при срабатывании которых избыточное давление сбрасывается автоматически.

Как показывает практика, во избежание несчастных случаев на производстве, необходимо придерживаться установленных правил безопасности.

Ведь безопасность работника стоит на первом месте и является существенным и предопределяющим звеном в цепочке всего производственного процесса.

6 Анализ экономической эффективности применения технологии ГРП на Русскинском месторождении (ХМАО)

Главная задача данных расчетов – финансовое обоснование и экономический анализ мероприятий по ГРП на Русскинском месторождении (ХМАО), выполняющая условия по получению максимального экономического эффекта от перспективы увеличения КИН и интенсификации добычи нефти для получения дополнительной прибыли при жестком соблюдении и контроле требований промышленной безопасности, сохранении окружающей среды.

Для того чтобы определить экономическую целесообразность тех или иных мероприятий на нефтяном фонде, необходимо воспользоваться основными показателями. Эти показатели включают в себя прибыль, которая была получена от добычи, реализации и транспортировки дополнительного количества нефти к конечному потребителю. В результате получается, что наиболее значимой частью является та, которая зависит непосредственно от недропользователя. Это подготовительные работы, материалы и организация самого гидроразрыва пласта, затраты на электроэнергию, а также налоги, которые будут выплачиваться государству.

Таким образом, цель данной главы – рассмотреть экономическую целесообразность и эффективность реализации данного проекта, включающего в себя мероприятия по гидроразрыву пласта. Извлечение максимальной экономической выгоды – это главный показатель деятельности любого предприятия. В связи с этим мы должны будем рассчитать дисконтированный поток денежных средств, который будет приносить прибыль от реализации продукции и затем оценить экономическую составляющую наших планов. С помощью этих характеристик, которые можно представить в виде числовых значений, можно получить общее представление об экономической эффективности планируемых мероприятий, узнать о превышении стоимости результата над стоимостью затрат на его получение. Также можно определить, какова

будет общая доходность предприятия за вычетом расходов на эксплуатацию, и рассчитать срок полной окупаемости проекта.

Для оценки экономической целесообразности осуществления мероприятия используются следующие основные показатели эффективности:

- чистый дисконтированный доход (чистая приведенная стоимость);
- прирост потока денежной наличности;
- выручка от реализации;
- индекс доходности;
- период окупаемости.

Показатель чистой приведенной стоимости (Net present value, NPV) представляет собой сумму всех затрат на текущий момент, которые можно оценить в процентах. На время проведения оценки проекта, значение показателя NPV равно отношению всех материальных затрат к выручке, которая была получена в результате реализации проекта. Он представляет собой доход, который инвестор ожидает получить от реализации проекта, после того как средства, которые он получит в результате реализации проекта, смогут покрыть первоначальные затраты и постоянные издержки, связанные с реализацией проекта. Ее можно рассматривать в качестве выгоды, которую получит инвестор.

При оценке эффективности инвестиций, используется индекс доходности (PI). Он представляет собой отношение чистого дохода инвестора к общему потоку средств, который был получен в процессе реализации проекта. Проект экономически нецелесообразен, если индекс доходности меньше единицы. Если индекс доходности больше единицы проект экономически эффективен.

Ключевым понятием, характеризующим срок окупаемости (или период восстановления), является термин Pay-Back Period. Он представляет собой промежуток времени, в течение которого проект полностью покрывает все свои расходы и начинает приносить прибыль. В результате, чем меньше зна-

чение этого показателя, тем более эффективным и интересным является наш проект с точки зрения финансов.

6.1 Общие сведения и нормативная база, необходимые для расчета экономических показателей проекта

Т а б л и ц а 6.1 – Исходные экономические условия расчета проекта

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	Значение
1.	Количество операций ГРП	шт.	7
2.	Дополнительная нефтеотдача	тыс. тонн	62,8
3.	Стоимость одной операции ГРП	тыс. руб.	7631,96
4.	Цена реализации товарной нефти	руб./т.	9590
5.	Норма дисконта	%	15
6.	Расчетный период	лет	3

Т а б л и ц а 6.2 – Данные для расчета экономической эффективности

№ скв.	Параметры до ГРП		Параметры после ГРП						Прогноз добычи нефти без ГРП, тонн	Добыча нефти после ГРП за 3 года, тонн	Дополнительная добыча нефти за счет ГРП, тонн
			2021 год		2022 год		2023 год				
	Q нефти, т/сут.	Q жидкости, $м^3$/сут.	Q нефти, т/сут.	Q жидкости, $м^3$/сут.	Q нефти, т/сут	Q жидкости, $м^3$/сут.	Q нефти, т/сут.	Q жидкости, $м^3$/сут.			
500	1,8	7	13,8	35	11,8	33,2	10,5	32,1	1971	13176,5	11205,5
4553	4,4	28	11,9	34	9,8	32	8,5	30,4	4818	11023	6205
4046	2,5	12,7	15,3	26,8	13,5	24,5	12,6	22,8	2737,5	15111	12373,5
3709	6,2	14	12,5	22	10,8	19,5	9,3	18,3	6789	11899	5110
3433	1,4	6	14,9	28	12,5	26,3	11,3	24,8	1533	14125,5	12592,5
3390	8,2	17	14,2	27	12,8	25,3	11,3	24,3	8979	13979,5	5000,5
1636	5,29	8,6	16,2	25,4	14,8	23,7	13,2	22,4	5792,55	16133	10340,45
Итого									32620,05	95447,5	62827,45

Т а б л и ц а 6.3 – Капитальные затраты на проведение ГРП, руб.

№ п/п	Наименование статьи	Значение, руб.
1.	Сырье и материалы	5222960,15
2.	Оплата работы спецтехники	120000
3.	Основная заработная плата	1920000
4.	Отчисления на социальные нужды	72106,99
5.	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	169852
6.	Цеховые расходы	95907,6
7.	Геофизические расходы	31139,5
8.	Итого	7631966,24

6.2 Расчет выручки от дополнительной реализации нефти

Для начал нужно вычислить денежный поток от реализации сырья.

В среднем уровень стоимости на российском рынке составляет 9590 рублей за тонну сырья. Таким образом выручку от реализации сырья можно вычислить, умножив цену за единицу на дополнительно извлеченное сырье в результате мероприятий по гидроразрыву пласта в течении года:

$$В_t = Ц_{н_t} \cdot Q_{н_t}, \quad (6.1)$$

где $Ц_{н_t}$ – цена реализации нефти на внутреннем рынке в *t*-ом году, руб./т.;

$Q_{н_t}$ – дополнительная добыча нефти за *t* –й год.

Выручка предприятия от реализации нефти за первый год (2021):

$$В_1 = 25188{,}65 \cdot 9590 = 241559153{,}5 \text{ руб.}$$

Выручка предприятия от реализации нефти за второй год (2022):

$$В_2 = 20516{,}65 \cdot 9590 = 196754673{,}5 \text{ руб.}$$

Выручка предприятия от реализации нефти за третий год (2023):

$$В_З = 17122{,}15 \cdot 9590 = 164201418{,}5 \text{ руб.}$$

Суммарная выручка с 2021 по 2023 год составит:

$$В_{сум} = 241559153{,}5 + 196754673{,}5 + 164201418{,}5 = 602515245{,}5 \text{ руб.}$$

6.3 Расчет текущих затрат на проведение ГРП

Текущие затраты на проведение операции ГРП определяются по следующей формуле:

$$ΔЗ_{тек} = З_{ГРП} + З_{доп}t, \quad (6.2)$$

где $З_{ГРП}$ – стоимость проведения операции ГРП, руб.;

$З_{доп}t$ – затраты на дополнительную добычу нефти в году t, руб.

$$З_{доп}\boldsymbol{t} = ΔQ_t \cdot З_{пер}, \quad (6.3)$$

где $З_{пер}$ – условно-переменные затраты на добычу нефти, руб./т., принимаем $З_{пер}$ = 2071 руб./т.

$$З_{доп}\mathbf{1} = 25188{,}65 \cdot 2071 = 52165694{,}15 \text{ руб.}$$

$$З_{доп}\mathbf{2} = 20516{,}65 \cdot 2071 = 42489982{,}15 \text{ руб.}$$

$$З_{доп}\mathbf{3} = 17122{,}15 \cdot 2071 = 35459972{,}65 \text{ руб.}$$

$$З_{доп\ сум} = 52165694{,}15 + 42489982{,}15 + 35459972{,}65$$
$$= 130115648{,}95 \text{ руб. за 3 года.}$$

$$\Delta З_{\text{тек за 1 год}} = 7 \cdot 7631966{,}24 + 52165694{,}15$$
$$= 105589457{,}83 \text{ руб. за 2021 год.}$$

$$\Delta З_{\text{тек за 2 год}} = 42489982{,}15 \text{ руб. за 2022 год.}$$

$$\Delta З_{\text{тек за 3 год}} = 35459972{,}65 \text{ руб. за 2023 год.}$$

$$\Delta З_{\text{тек сумм}} = 105589457{,}83 + 42489982{,}15 + 35459972{,}65$$
$$= 183539412{,}63 \text{ руб. за 3 года.}$$

На рисунке 6.1 мы можем наблюдать соотношение прибыли от реализации добываемой продукции и текущих затрат на получение прибыли.

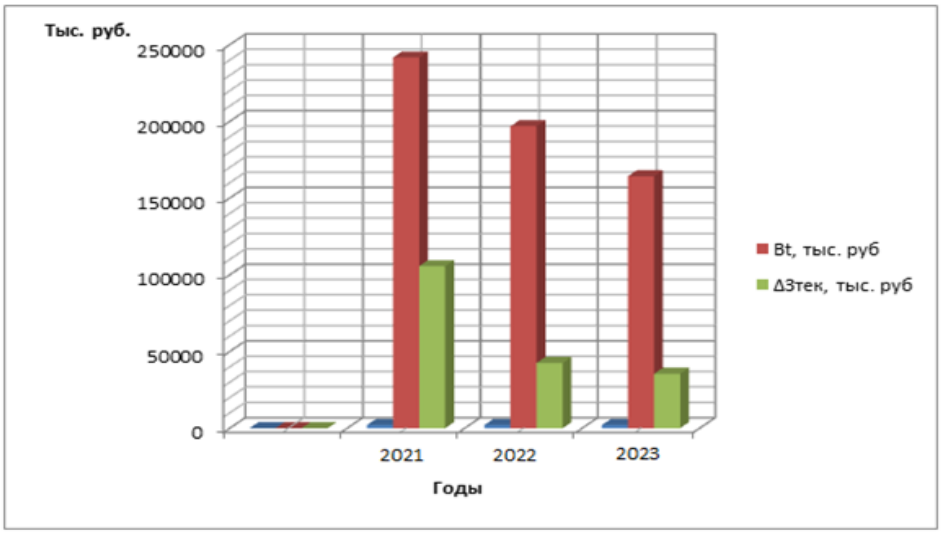


Рисунок 6.1 – Соотношение прибыли от реализации продукции и экономических затрат за 2021-2023 годы

6.4 Расчет прироста прибыли

Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году t определяется по формуле:

$$\Delta П_t = \Delta В_t - \Delta З_{\text{тек}}. \quad (6.4)$$

$$\Delta П_1 = 241559153{,}5 - 105589457{,}83 = 135969695{,}67 \text{ руб. за 2021 год.}$$

$$\Delta П_2 = 196754673{,}5 - 42489982{,}15 = 154264691{,}35 \text{ руб. за 2022 год.}$$

$$\Delta П_3 = 164201418{,}5 - 35459972{,}65 = 128741445{,}85 \text{ руб. за 2023 год.}$$

$$\Delta П_{\text{сумм}} = 135969695{,}67 + 154264691{,}35 + 128741445{,}85$$
$$= 418975832{,}87 \text{ руб. за 3 года.}$$

6.5 Расчет налога на дополнительную прибыль

Налог на дополнительную прибыль в году *t* определяется по формуле:

$$\Delta H_{\text{пр } t} = \frac{\Delta П_t \cdot H}{100\ \%}, \quad (6.5)$$

где H – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta H_{\text{пр } 1} = \frac{135969695{,}67 \cdot 23}{100} = 31273030 \text{ руб. за 2021 год.}$$

$$\Delta H_{\text{пр } 2} = \frac{154264691{,}35 \cdot 23}{100} = 35480879 \text{ руб. за 2022 год.}$$

$$\Delta H_{\text{пр } 3} = \frac{128741445{,}85 \cdot 23}{100} = 29610532 \text{ руб. за 2023 год.}$$

$$\Delta H_{\text{пр сумм}} = 31273030 + 35480879 + 29610532 = 96364441 \text{ руб. за 3 года.}$$

6.6 Расчет прироста потока денежной наличности

Прирост потока денежной наличности в году *t* определяется по формуле:

$$\Delta\text{ПДН}_t = \Delta\text{П}_t - \Delta H_{\text{пр}\,t}. \quad (6.6)$$

$$\Delta\text{ПДН}_1 = 135969695{,}67 - 31273030 = 104696665{,}67 \text{ руб. за 2021 год.}$$

$$\Delta\text{ПДН}_2 = 154264691{,}35 - 35480879 = 118783812{,}35 \text{ руб. за 2022 год.}$$

$$\Delta\text{ПДН}_3 = 128741445{,}85 - 29610532 = 99130913{,}85 \text{ руб. за 2023 год.}$$

$$\Delta\text{ПДН}_{\text{сумм}} = 104696665{,}67 + 118783812{,}35 + 99130913{,}85$$
$$= 322611391{,}87 \text{ руб. за 3 года.}$$

6.7 Расчет коэффициента дисконтирования

Коэффициент дисконтирования рассчитывается по формуле

$$\alpha_t = \frac{1}{(1+E)^{t-1}}, \quad (6.7)$$

где E – ставка дисконта, %;

t – расчетный год.

$$\alpha_1 = \frac{1}{(1+0{,}15)^{1-1}} = 1 \text{ за 2021 год.}$$

$$\alpha_2 = \frac{1}{(1+0{,}15)^{2-1}} = 0{,}87 \text{ за 2022 год.}$$

$$\alpha_3 = \frac{1}{(1+0{,}15)^{3-1}} = 0{,}76 \text{ за 2023 год.}$$

6.8 Расчет дисконтированного прироста потока денежной наличности

Дисконтированный прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле

$$\text{ДДПДН}_t = \text{ДПДН}_t \cdot \alpha_t. \quad (6.8)$$

$$\text{ДДПДН}_1 = 104696665{,}67 \cdot 1 = 104696665{,}67 \text{ руб. за 2021 год.}$$

$$\text{ДДПДН}_2 = 118783812{,}35 \cdot 0{,}87 = 103341916{,}74 \text{ руб. за 2022 год.}$$

$$\text{ДДПДН}_3 = 99130913{,}85 \cdot 0{,}76 = 75339494{,}526 \text{ руб. за 2023 год.}$$

Чистый дисконтированный доход определяется по следующей формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t}^{T} \text{ДДПДН}_t. \quad (6.9)$$

$$\text{ЧДД} = 104696665{,}67 + 103341916{,}74 + 75339494{,}526$$
$$= 283378076{,}936 \text{ руб. за 3 года.}$$

6.9 Расчет индекса доходности

Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$\text{ИД} = \frac{\text{ЧДД}}{\text{З}_{\text{ГРП}}}. \quad (6.10)$$

$$ИД = \frac{283378076,936}{7 \cdot 7631966,24} = 5,3.$$

Графики динамики ΔЧТС и ΔНПДН представлены на рисунке 6.2.

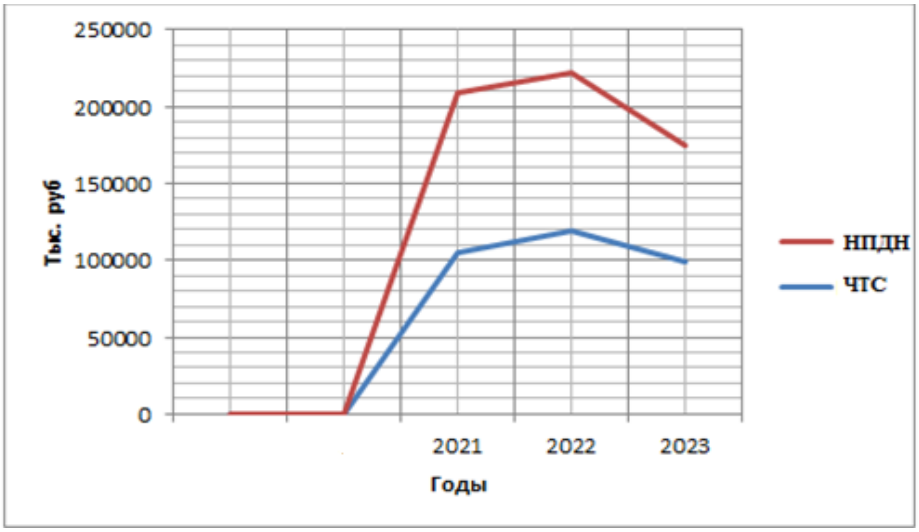


Рисунок 6.2 – Профиль накопленного потока денежной наличности и текущей стоимости за 2021-2023 годы

Из графика видно, что максимальную эффективность процесс ГРП начал показывать на второй год после проведения, затем происходит постепенное снижение эффективности, вследствие кольматационных процессов в пласте и обводненности добываемой продукции.

6.10 Расчет срока окупаемости проекта

Срок окупаемости проекта ГРП будем определять по следующей формуле:

$$T_{ок} = \frac{\Delta З_{тек}}{ЧДД}. \quad (6.11)$$

$$Т_{ок} = \frac{183539412,63}{283378076,936} = 0,647 \text{ года} = 236 \text{ дней}.$$

Результаты приведенных расчетов представлены в таблице 6.4.

Т а б л и ц а 6.4 – Результаты расчета экономической эффективности от применения метода ГРП на Русскинском месторождении (ХМАО)

№ п/п	Наименование показателей	Годы			Значения
		2021	2022	2023	
1.	Количество ГРП, скв.	7	-	-	7
2.	Дополнительная добыча нефти, тыс. тонн	25,188	20,516	17,122	62,826
3.	Выручка от реализации дополнительно добытой нефти, тыс. руб.	241559	196754	164201	602515
4.	Затраты на дополнительную добычу нефти, тыс. руб	52165	42489	35459	130115
5.	Затраты на ГРП, тыс. руб.	53423	-	-	53423
6.	Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия, тыс. руб.	105589	42489	35459	183539
7.	Прирост прибыли от проводимого мероприятия, тыс. руб.	135969	154264	128741	418975
8.	Налог на дополнительную прибыль, тыс. руб.	31273	35480	29610	96364
9.	Прирост потока денежной наличности, тыс. руб.	104696	118783	99130	322611
10.	Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	104696	103341	75339	283376
11.	Накопленный дисконтированный поток денежной наличности (ЧДД), тыс. руб.	283378			
12.	Индекс доходности	5,3			
13.	Срок окупаемости проекта, годы	0,647			

Таким образом, рассчитав экономическую эффективность от проведения ГРП за 3 года по семи расчетным скважинам, мы получили:

- дополнительная добыча нефти по 7 скважинам с 2021 по 2023 гг. составит 62827,45 тонн;

- ЧДД от проведения мероприятия составит 283378076,936 руб.;

- бюджетная эффективность проекта равна 96364441 руб.;

- срок окупаемости проекта 0,647 года;

- индекс доходности составляет 5,3>1 – проект экономически эффективен.

Исходя из экономических расчетов, проведение ГРП на данном месторождении экономически эффективно.

Заключение

Главный вопрос данной работы заключается в анализе геолого-технологических параметров, оказывающих влияние на процесс гидроразрыва пласта в условиях Русскинского месторождения.

В первой главе были рассмотрены: общие сведения, стратиграфия, характеристика продуктивных пластов, свойств и состава пластовых флюидов, а также произведен анализ состояния разработки по Русскинскому месторождению. В связи с выработкой пласта $БС_{11}$, дальнейшая разработка месторождения связана с добычей трудноизвлекаемых запасов пласта $ЮС_2$.

Во второй главе рассмотрена сущность процесса гидравлического разрыва пласта, рассмотрены технологические схемы ГРП, а также представлен исторический опыт применения технологий ГРП, используемых на нефтяных месторождениях в России и за рубежом.

В специальной части проведен анализ влияния давления нагнетания жидкости на эффективность проведения ГРП, рассмотрено влияние технологии закрепления трещины на эффективность гидравлического разрыва пласта, рассмотрены геологические и технологические факторы оказывающие влияние на эффективность рассматриваемой технологии.

Геолого-технологический и геолого-статистический анализы процесса ГРП показали, что высокая эффективность ГРП присуща для скважин, имеющих низкие значения обводненности, коэффициентов проницаемости и пористости, высокие значения общей толщины пласта и пластового давления, а также высокие значения массы закачиваемого проппанта.

В расчетной части был произведен расчет основных параметров процесса ГРП на скважине 3635 Русскинского месторождения. Согласно данному расчету в скважине образуется вертикальная трещина длиной 48 м и шириной 30 см.

Экономический расчет отображает эффективность выполненных работ по данному месторождению:

- дополнительная добыча нефти по 7 скважинам с 2021 по 2023 гг. составит 62827,45 тонн;

- ЧДД от проведения мероприятия составит 283378076,936 руб.;

- бюджетная эффективность проекта равна 96364441 руб.;

- срок окупаемости проекта 0,647 года;

- индекс доходности составляет 5,3>1 – проект экономически эффективен.

Список использованных источников

1. Гилаев Г. Г., Ольховская В. А., Гилаев Г. Г. (Геннадий), Хафизов В. М. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах: учебное пособие для СПО. – Санкт-Петербург: Лань, 2023. – 304 с.: ил.

2. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.

3. Миклина О. А., Мельников М. Н. Гидравлический разрыв пласта: учебное пособие. – Москва; Вологда: Инфра-Инженерия, 2024. – 144 с.: ил., табл.

4. Апасов Т. К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т. К. Апасов, Р. Т. Апасов, Г. Т. Апасов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. – 187с.

5. Анализ и подбор методов вторичного вскрытия пласта $ЮС_2$ в зависимости от особенности геологического строения / А. В. Копылов [и др.]; науч. рук. В. С. Рукавишников // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 1. — [С. 276-278].

6. Осадчий В. К., Ильина Г. Ф. Методика расчета параметров проведения гидроразрыва пласта на примере скважины Западной Сибири // Булатовские чтения. 2017. Т. 2. С. 192-197.

7. Яркеева Н. Р. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока нефти в скважинах/ Н. Р. Яркеева, А. М. Хазиев // Нефтегазовое дело. – 2018. Т. 6, №5. – С. 30-36.

8. Кашапов Д. В., Федоров А. Э., Сергейчев А. В., Зейгман Ю. В. Эволюция развития технологий многостадийного гидроразрыва пласта на сланцевых объектах США // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 5. С. 53–66. https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-5-53-66.

9. Хакимова А. С. Общая геологическая характеристика Среднеобской нефтегазоносной области // Международный научный журнал «Инновационная наука» №12/2015. С. 60-61.

10. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти [Текст] / И. Т. Мищенко М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. – 447с.

11. Юшин, Е. С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море [Текст] : учеб. пособие / Е. С. Юшин. – Ухта : УГТУ, 2019. – 292 с. : ил.

12. Янин А. Н. Гидравлический разрыв нефтяных пластов в Западной Сибири. : Тюмень-Екатеринбург, Издательство «Уральский рабочий», 2021. – 615 с.

13. https://www.slb.com/-/media/files/stimulation/product-sheet/propnet-ps.ashx.

14. https://axd.semestr.ru/upr/cluster.php.

15. Янин А. Н. Гидроразрыв пласта – прорывная технология! К 30-летию с начала массового применения ГРП на месторождениях Западной Сибири // Бурение и нефть 07–08/2018.

16. Ванифатьев В. И., Терентьев С. В., Торопынин В. В. Совершенствование технических средств для проведения ГРП в боковых стволах скважин // Бурение и нефть – 2019.