

Всероссийский научно-исследовательский и проектно-конструкторский
институт по использованию энергии взрыва в геофизике
(ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика»)

На правах рукописи



Меркулов Александр Алексеевич

**НАУЧНЫЕ ОСНОВЫ СОЗДАНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ СКВАЖИНЫ С ПЛАСТОМ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ ВЗРЫВА**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

**Диссертация
на соискание ученой степени доктора технических наук**

Научный консультант

д.т.н., проф. Михайлов Н.Н.

Москва - 2016

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Список рисунков	7
Список таблиц	13
Аббревиатура	15
 Введение	 17
Глава 1. Импульсные технологии создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом (состояние проблемы)	 30
1.1. Основные методы интенсификации, использующие физические поля для воздействия на прискважинную зону пласта	 30
1.2. Импульсные технологии воздействия для улучшения фильтрационных свойств пласта в его прискважинных зонах	 35
1.3. Техника и технологии импульсного воздействия на прискважинные зоны пласта на основе высокоэнергетических конденсированных систем.....	 40
1.4. Использование жидких горюче-окислительных составов для импульсного воздействия на прискважинную зону пласта	 55
 Глава 2. Обоснование и разработка комплекса технических средств на основе взрывчатых материалов и высокоэнергетических конденсированных систем для создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом	 63
2.1. Обоснование разработки и основные характеристики технических средств импульсного воздействия на прискважинную зону пласта	 63
2.2. Критерии разрушения идеально упругого изотропного материала	68
2.2.1. Энергетический критерий разрушения Гриффитса	68
2.2.2. Силовые критерии разрушения Ирвина, Баренблатта и Новожилова.....	 69

2.2.3. Деформационные критерии разрушения	71
2.3. Типы трещин в горной породе	72
2.4. Характеристики объектов для разработки техники и технологий импульсного воздействия на прискважинную зону пласта	76
2.5. Разработка твердотопливных генераторов давления для применения в обсадных колоннах и открытом стволе скважины	80
2.5.1. Разработка зарядов твердотопливных генераторов давления и генераторных модулей комплексных аппаратов	80
2.5.2. Исследование воспламенения ВЭКС продуктами срабатывания взрывных устройств	83
2.5.3. Результаты исследований и разработка зарядов ВЭКС для генераторов давления и комплексных аппаратов	87
2.5.4. Разработка твердотопливных генераторов давления для технологии газодинамического разрыва пласта	108
2.5.5. Разработка комплексных аппаратов воздействия для эффективного вторичного вскрытия и газодинамического разрыва пласта	116
2.5.6. Разработка электронного способа инициирования перфораторов и комплексных аппаратов, спускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах	132

Глава 3. Исследование и разработка технологии эффективного вторичного вскрытия направленной перфорацией	141
--	------------

Глава 4. Теоретические основы технологии газодинамического разрыва пласта для эффективной гидродинамической связи скважины с пластом	163
---	------------

4.1. Интегральная форма уравнений движения сжимаемой жидкости в скважине	
--	--

с гидравлическим сопротивлением	164
4.2. Физико-математическая модель процессов в прискважинной зоне пласта при горении различных топливных композиций ВЭКС с учетом свойств горных пород	170
4. 3. Определение длины и раскрытия трещины при нагнетании в нее жидкости	175
4.3.1. Определение максимальной длины и раскрытия трещины	175
4.3.2. Определение параметров остаточных трещин	178
4.4. Разработка программного обеспечения для расчета параметров газодинамического разрыва пласта и результаты численного моделирования	179
4.4.1. Модуль данных программы расчета параметров ГДРП	181
4.4.2. Основной модуль программы расчета параметров ГДРП	183
4.4.3. Модуль структуры, включающий процессы воспламенения и горения зарядов ВЭКС	184
4.4.4. Модуль структуры, включающий процессы сжимаемости и движения скважинной жидкости	186
4.4.5. Модуль структуры, включающий процесс формирования газового пузыря в скважине	188
4.4.6. Модуль структуры, включающий процессы теплообмена между продуктами горения энергоносителя и окружающей средой	189
4.4.7. Модуль структуры, включающий процесс трещинообразования	189
4.4.8. Модуль вывода результатов расчетов параметров ГДРП	190
4.5. Условия эффективности газодинамического разрыва пласта	201
Глава 5. Техничко-технологические основы газодинамического разрыва пласта	209
Глава 6. Определение способа заканчивания скважины с использованием технологий газодинамического разрыва пласта	219
Глава 7. Обоснование геолого-технологических параметров проведения эффективного ГДРП	238

7.1. Критерии выбора скважин	238
7.2. Обоснование технологических параметров ГДРП при применении твердотопливных генераторов давления	240
7.2.1. Выбор оптимальной компоновки генератора	240
7.2.2. Выбор параметров перфорации обсадной колонны	242
7.2.3. Обоснование места расположения твердотопливного генератора давления в скважине	243
7.2.4. Обоснование места расположения твердотопливного генератора давления при ограничении интервала воздействия	245
7.2.5. Определение необходимого давления в скважине для обеспечения газодинамического разрыва пласта	249
7.2.6. Определение необходимого давления в скважине для образования остаточных не закрепляемых трещин разрыва	250
7.3. Техничко-технологические особенности ГДРП при применении комплексных аппаратов и ГОС	253
7.3.1. Комплексный аппарат «генератор-перфоратор» ГП105	253
7.3.2. Комплексный аппарат ПГК-102	256
7.3.3. Малогабаритный комплексный аппарат воздействия МКАВ	259
7.3.4. Технология газодинамического разрыва пласта с использованием горюче-окислительных составов	263

Глава 8. Разработка комплекса скважинной и устьевой взрывоустойчивой аппаратуры для регистрации параметров быстропротекающих процессов и контроля эффективности технологий ГДРП	269
8.1 Измеритель модульный геофизический МИГ36	271
8.2 Комплекс измерительный наземный геофизический «ГеоКИН»	282
8.3 Малогабаритный регистратор давления и температуры РАМ	286

Глава 9. Реализация технологий газодинамического разрыва

пласта в скважинах добывающих компаний	288
9.1 Газодинамический разрыв пласта в скважинах НК «ЛУКОЙЛ»	288
9.2. Комплексная двухстадийная технология ГДРП в скважинах НК «УзеньМунайГаз»	291
9.3. Импульсные обработки скважин технологиями ГДРП с использованием твердотопливных генераторов давления в скважинах ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»	298
9.4. Газодинамический разрыв пласта в скважинах месторождения «Белый Тигр» СП «Вьетсовпетро» (СРВ)	299
9.5. Результаты газодинамического разрыва пласта в скважинах ООО «РН-Ставропольнефтегаз» и нефтяных компаний Ставропольского края	300
 ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	308
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	310
ПРИЛОЖЕНИЯ	331

Глава 1

Рис.1.1. Основные технологические схемы реализации импульсных методов воздействия на ПЗП с применением твердотопливных скважинных газогенерирующих устройств	43
---	----

Глава 2

Рис. 2.1. Схема разрушения горной породы при взрывном воздействии	65
Рис.2.2. Схема разрушения горной породы с применением ВЭКС	67
Рис. 2.3. Схема упругой плоскости с разрезом	71
Рис.2.4. Схема расположения трещины в полярной системе координат и компоненты напряжений у вершины трещины	74
Рис.2.5. Схема действия давления рабочего тела на стенки вертикальной двусторонней трещины	75
Рис.2.6. Зависимость частотности (B) зажигания ВЭКС (СГС) от расстояния до торца ПГ-170	84
Рис.2.7. Зависимость частотности зажигания (B) ВЭКС (СГС) от толщины преграды между зарядом и ПГ-170	85
Рис.2.8. Зависимость частотности (B) зажигания ВЭКС (СГС) шнуром ШЭЛ-170/150 от начального гидростатического давления (P_0)	86
Рис.2.9. Кривые роста давления при воспламенении ВЭКС (СГС)	87
Рис.2.10. Конструкция и параметры зарядов из ВЭКС типа СГС.....	88
Рис.2.11. Испытания заряда ЗГП105 без корпуса	93
Рис.2.12. Комплекс приборов для термических исследований.....	96
Рис.2.13. Дифференциальная кривая тепловыделения при разложении заряда на основе смесового газогенерирующего состава СГС в условиях линейного нагрева	97
Рис. 2.14. Дифференциальная кривая при разложении состава СГС в контакте с нефтепродуктами в условиях стационарного нагрева при +240°C	99
Рис. 2.15. Заряд ВЭКС ЗПГД-42/200	102

Рис. 2.16. Заряд ВЭКС ЗПК-102	103
Рис. 2.17 Заряд ВЭКС ЗПГД.БК-150	103
Рис. 2.18. Заряд ВЭКС ЗГП105	104
Рис.2.19. Сборка для испытания макетов ЗПГД-42/200 в агрессивных средах	105
Рис. 2.20. Стенд для исследования взрывных процессов в устройстве ПК-102	107
Рис 2.21. Общий вид генераторов типа ПГРИ-50К	109
Рис.2.22. Устройство генератора ПГРИ-50К-92	110
Рис.2.23. Устройство генератора ПГРИ-50К-65	111
Рис. 2.24. Генератор ГДК73К для работ на геофизическом кабеле	115
Рис. 2.25. Генератор ГДК-73Т (ГДК-73/89Т) для спуска на насосно-компрессорных трубах	116
Рис. 2.26. Комплексный аппарат МКАВ-150/100 на основе перфоратора с извлекаемым каркасом	121
Рис. 2.27. Комплексный аппарат МКАВ-150/100 с полностью разрушающимся каркасом	122
Рис. 2.28. Результаты применения МКАВ-150/100 в скважинах ОАО «Оренбургнефть»	123
Рис. 2.29. Результаты применения МКАВ-150/100 в скважинах ОАО «Коминнефть»	123
Рис. 2.30. Газогенератор перфораторный ГП105	125
Рис. 2.31. Перфоратор-генератор комплексный ПК-102	128
Рис. 2.32. Схема работы комплексного аппарата ПК-102 в скважине	130
Рис.2.33. Исполнительный модуль ЭВГ	137
Рис.2.34. Инициирование прострелочно-взрывного аппарата с ЭВГ на депрессии с помощью генератора давления	138
Рис.2.35. Инициирование трубного перфоратора с ЭВГ на депрессии	140

Глава 3

Рис.3.1 Стандартное (а) и парное (б) расположение зарядов в перфораторе «СПАРКА»	141
Рис.3.2. Параллельные перфорационные каналы при отстреле перфоратора типа «СПАРКА» в мишени.....	143
Рис.3.3. Траектории сходящихся перфорационных каналов при применении перфоратора типа «СПАРКА»	144
Рис.3.4 Общий вид исследуемого образца в трехмерном изображении	147
Рис. 3.5. Пара каналов перфорации и трещина между ними. Образец №1	148
Рис. 3.6. Пара каналов перфорации и трещина между ними. Образец № 2	149
Рис. 3.7. Усреднённая схема анизотропной зоны около перфорационного канала в рассматриваемой модели	151
Рис. 3.8. Схема расчетной зональной неоднородной части пласта около перфорационного канала в рассматриваемой модели	152
Рис. 3.9 Зависимость относительной продуктивности J от проницаемости второй части анизотропной первой зоны k_2	152
Рис. 3.10. Показатели протяженности канала перфорации в зависимости от различных условий испытаний перфоратора.....	154
Рис. 3.11. Варианты расположения и ориентации перфорационных каналов в прискважинной зоне пласта при применении перфораторов типа «СПАРКА».....	156
Рис. 3.12. Площадь поверхности одиночных каналов в пласте	157
Рис. 3.13. Площадь поверхности спаренных каналов в пласте	157
Рис. 3.14. Результаты реперфорации скважин перфораторами типа «СПАРКА».....	159
Рис. 3.15 Изменяемая плотность перфорации по вертикали и расстояние между перфорационными каналами в «СПАРКЕ»	160
Рис. 3.16. Изменяемый наклон перфорационных каналов	161
Рис. 3.17. Изменяемая плотность перфорации в «СПАРКЕ» по длине интервала горизонтальной скважины	161
Рис. 3.18. Изменяемый по горизонту наклон перфорационных каналов в ориентируемом перфораторе в горизонтальной скважине	162

Глава 4

Рис. 4.1. К выводу полной системы уравнений в интегральной форме, учитывающей возможность появления и распространения вдоль скважины сильных возмущений	166
Рис. 4.2. Схема к расчету 4.2.2	171
Рис. 4.3. Модель трещины гидроразрыва	176
Рис. 4.4. Структура программы расчета ГДРП	180
Рис. 4.5. Интерфейс пользовательской базы данных, предназначенной для расчета параметров ГДРП и сформированной (для примера) для генератора давления ПГД-42Т	182
Рис. 4.6. Интерфейс для вывода результатов расчета параметров ГДРП	191
Рис. 4.7. Зависимость давления в интервале работ от времени	192
Рис. 4.8. Зависимость длины трещины от времени	192
Рис. 4.9. Зависимость ширины трещины от времени	193
Рис. 4.10. Координаты границ газовой области (газового пузыря)	193
Рис. 4.11. Распределение давления в скважине (по высоте «столба» скважинной жидкости)	194
Рис. 4.12. Зависимость температуры от времени в зоне горения (в газовом пузыре)	194
Рис. 4.13. Координаты верхней границы жидкости (статический уровень) в зависимости от времени	195
Рис. 4.14. Характерная запись давления (сплошная линия) в скважине глубиной 2720 м и результаты расчетов (пунктирная) при воздействии на пласт мощностью 1м с плотностью перфорации 16 отв./м генератором ПГД.БК-100М с массой заряда 18кг	196
Рис. 4.15. Изменение давления в зоне горения (1) и на забое (2)	196
Рис. 4.16. Изменение размеров области, занятой продуктами горения	197
Рис. 4.17. Движение верхней границы жидкости к устью скважины	197
Рис. 4.18. Нагрев обсадной колонны	198
Рис. 4.19. Изменение объема жидкости, нагнетаемой в пласт через	

перфорационные каналы в зависимости от времени	198
Рис. 4.20. Развитие длины трещины L и ее раскрытия W у стенки скважины во времени	199
Рис. 4.21. Изменение давления в скважине при срабатывании комплексных аппаратов ПГК-102	200
Рис. 4.22. Изменение давления в скважине при срабатывании комплексных аппаратов ГП105	201
Рис. 4.23. Радиус загрязненной зоны при снижении продуктивности	205
Рис. 4.24. Зависимость радиуса загрязнения от его начального значения при $\eta_1/\eta_2 = 2$ для рассматриваемой скважины	205
Глава 6	
Рис.6.1. Условие закупорки при ГРП	221
Рис. 6.2 Влияние расположения перфоратора в скважине на диаметр отверстия в колонне	221
Рис.6.3. Расчетная зависимость перепада давления, необходимого для разрыва пласта	224
Рис.6.4. Заканчивание скважины естественное и с интенсификацией ГРП.....	227
Рис.6.5. Заканчивание скважины с интенсификацией ГРП	228
Рис.6.6. Заканчивание скважины с использованием комплексных аппаратов и ГРП.....	229
Рис.6.7. Рекомендуемая схема заканчивания скважины «ГДРП-ГРП»	230
Рис. 6.8. Схема работ в скважине «А»	234
Рис. 6.9. Схема работ в скважине «Б»	236
Глава 7	
Рис. 7.1. Генератор ТГГ-42. Максимальное давление на пакер	246
Рис. 7.2. Максимальное давление на пакер с проходным отверстием диаметром 60мм. Генератор ТГГ-42.....	247
Рис. 7.3. Генератор ПГРИ-50К. Максимальное давление на пакер	248
Рис. 7.4. Относительная величина площади полной начальной поверхности горения сборки в зависимости от удлинения единичных зарядов	262

Глава 8

Рис. 8.1. Прибор МИГ36 в полной комплектации	273
Рис. 8.2. Модуль измерения давления и температуры МИГ36	273
Рис. 8.3. Диаграмма регистрации параметров работы комплексного аппарата ПГК-102-89Т в скважине	274
Рис. 8.4. Регистрация момента инициирования и раскрытие работы генератора ПГК-102-89Т с частотой 8 кГц	275
Рис.8.5. Участок кривой изменения давления	277
Рис. 8.6. Диаграммы давления и температуры - контроль работы генератора ГДК-100 автономной аппаратурой АЦМ-8 (1 спуск) и МИГ36 (2,3,4 спуски) ..	278
Рис. 8.7. Регистрация прибором АЦМ-8 давления и температуры при спуске сборки 8/10	279
Рис. 8.8. Регистрация прибором МИГ36 давления и температуры при спуске сборки 9/12 (2 спуск)	280
Рис. 8.9. Регистрация прибором МИГ36 давления и температуры при спуске сборки 9/12 (3 спуск)	281
Рис. 8.10. Регистрация прибором МИГ36 давления и температуры при спуске сборки 9/6+6	281
Рис. 8.11. Комплекс измерительный наземный геофизический «ГеоКИН»	283
Рис. 8.12. Фрагмент записи комплексом «ГеоКИН» при инициировании перфоратора шаром	284
Рис. 8.13. Фрагмент записи комплексом «ГеоКИН» при инициировании перфоратора инициирующей штангой, спускаемой на кабеле	285
Рис. 8.14. Фрагмент записи комплексом «ГеоКИН» при инициировании перфоратора ПКТ89 на кабеле	285
Рис.8.15. Фрагмент записи комплексом «ГеоКИН» при инициировании перфоратора-генератора ПГК102 на кабеле	286
Рис.8.16. Фрагмент записи комплексом «ГеоКИН» при поджигании горюче-окислительного состава генератором ПГД42Т	286

Рис. 8.17. Регистратор автономный малогабаритный РАМ1	287
--	-----

Глава 9

Рис. 9.1 Двухстадийная схема ГДРП	294
--	-----

Список таблиц

Таблица 1.1. Классификации основных методов воздействия на ПЗП	32
Таблица 1.2. Классификация импульсных методов воздействия на ПЗП	37
Таблица 1.3. Основные технические характеристики скважинных твердотопливных газогенерирующих устройств	41
Таблица 2.1. Режимы нагружения продуктивного пласта	66
Таблица 2.2. Характеристики состава СГС и твердых ракетных топлив	90
Таблица 2.3. Габаритно-массовые характеристики аналогичных изделий	91
Таблица 2.4. Технические характеристики составов	92
Таблица 2.5. Параметрический ряд зарядов ЗПГД ТУ 4316-024-01423814-2007	102
Таблица 2.6. Параметрический ряд зарядов ЗПГК-102 ТУ 4316-074-01423814-2007	102
Таблица 2.7. Заряд ВЭКС ЗПГД.БК-150 ТУ 4316-084-01423814-2007	103
Таблица 2.8. Заряды ВЭКС ЗПП105 ТУ 4316-083-01423814-2007	104
Таблица 2.9. Результаты испытаний макетов ЗПГД-42/200 в агрессивных средах	106
Таблица 2.10. Основные параметры и характеристики генератора ГДК	113
Таблица 2.11. Результаты обработок скважин устройством ГП105 на скважинах ЗАО «КамаНефть»	126
Таблица 2.12. Результаты обработок скважин устройством ГП105 по данным одного из Пермских предприятий компании «ЛУКОЙЛ»	126
Таблица 2.13. Типоразмерный ряд аппаратов ПГК-102	129
Таблица 2.14. Результаты обработок скважин комплексным аппаратом ПГК-102	131
Таблица 3.1. Результаты испытаний на прочность УЗ прибором «Пульсар 1.2»	146

Таблица 6.1. Геолого-технические условия выполнения работ ГДРП	233
Таблица 8.1. Технические характеристики МИГ36	272
Таблица 9.1. Дополнительная добыча нефти за счет импульсных обработок скважин с использованием ГОС и ПГД, проведенных в ООО «ЛукОйл-Калининградморнефть» в 1998-2013г.г.	289
Таблица 9.2. Результаты комплексных обработок скважин Узеньского месторождения	295
Таблица 9.3. Добыча нефти за счет импульсных обработок скважин с использованием твердотопливных генераторов давления в ОАО «Удмуртнефть»	299
Таблица 9.4. Результаты обработок скважин месторождения «Белый Тигр» аппаратом МКAB	300
Таблица 9.5 Перечень скважин и результаты применения газодинамического разрыва пласта.....	307

АББРЕВИАТУРА

КИН – коэффициент извлечения нефти

ПЗП – прискважинная зона пласта

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ВЭКС – высокоэнергетические конденсированные системы

ГДРП – газодинамический разрыв пласта

ГОС – горюче-окислительный состав

ГРП – гидравлический разрыв пласта

СКО – солянокислотная обработка

ГКО – глинокислотная обработка

АКО – ацетонокислотная обработка

ВНК – водонефтяной контакт

ВМ – взрывчатые материалы

ВВ – взрывчатое вещество

ДШ – детонирующий шнур

НГ – нормальное горение

КГ – конвективное горение

НСД – низкоскоростная детонация

НД – нормальная детонация

ПГРИ – пороховой генератор давления с регулируемым импульсом

ПГД – пороховой генератор давления

ПГД.БК – пороховой генератор давления бескорпусный

ЗГРП – заряд для гидроразрыва пласта

ГСП - генератор скважинный пороховой

ГДК – генератор давления корпусный

АДС – аккумулятор давления скважинный

ПГДА – пороховой генератор давления акустический

ТГХВ – термогазохимическое воздействие

НКТ – насосно-компрессорные трубы

АВУ – адиабатическое воспламенительное устройство

ЭВ-ПТ – электровзрывной патрон термостойкий

ГИС – геофизические исследования скважин

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ПХА – перхлорат аммония

ПХК – перхлорат калия

ЗПКТ – заряд перфоратора кумулятивного корпусного

СВДТ – сосуд высокого давления и температуры

КЗ – кумулятивный заряд

ПГК – перфоратор генераторный корпусный

ЗПГК – заряд перфоратора генераторного корпусного

ГП – генератор-перфоратор

ЗГП – заряд генератора-перфоратора

МКАВ – малогабаритный комплексный аппарат воздействия

ЭД - электродетонатор

ЭВГ – электронная взрывная головка

ПВР – прострелочно-взрывные работы

ПВПД-Н - патрон взрывной предохранительного действия негерметичный

ЭЦН – электрический центробежный насос

ТПНП – технология параллельно-направленной перфорации

ГТМ – геолого-технические мероприятия

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ГП – глубокое пробитие

БО – большое отверстие

СБО – сверхбольшое отверстие

ОПЗ – обработка прискважинной зоны

ПВА – прострелочно-взрывная аппаратура

АЦП – аналого-цифровой преобразователь

Введение

Актуальность темы. Основой экономической стабильности и энергетической независимости страны еще долгое время будут служить запасы углеводородного сырья и их эффективное использование. Сегодняшнее неблагоприятное состояние большинства крупных нефтегазовых месторождений Российской Федерации обусловлено значительным сроком их эксплуатации. Так, за более чем 70 лет нефтедобычи в Башкирии извлечено более 1,5млрд.т нефти и более 70млрд.м³ газа, при этом степень выработки начальных извлекаемых запасов превысила 84%, текущая обводненность 90%, а доля остаточных запасов достигла 70% от остаточных извлекаемых. На месторождениях Татарии отобрано порядка 93% активных и 46% трудно извлекаемых запасов. В структуре остаточных извлекаемых запасов активные составляют менее 20%, трудно извлекаемые – более 80%.

Последняя четверть прошлого столетия отмечена интенсивной разработкой нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. В настоящее время здесь добывается порядка 90% российского газа и более 70% нефти. Несмотря на то, что здесь вместе с Восточной Сибирью и шельфом дальневосточных морей разведаны и разрабатываются новые месторождения углеводородов, прирост разведанных запасов только на 65-70% покрывает годовую добычу нефти, которая почти полностью приходится на разработанные и, в большинстве своем, истощенные месторождения. Подтверждением этому служит снижение действующего фонда эксплуатационных скважин. Так по Самотлорскому месторождению около 50% эксплуатационного фонда скважин приходится на малодебитные с производительностью, не превышающей 2-3т/сут., что на грани рентабельности. В каждой второй скважине коллекторские свойства продуктивного пласта снижены вдвое, а в каждой десятой – на 90% от первоначальных. Бездействующий фонд составляет более 36% скважин, а текущий коэффициент нефтеотдачи не превышает 0,20.

Последние 20 лет нефтедобычи в России характеризовались отсутствием

сколько-нибудь значительного прироста сырьевой базы с одновременным ухудшением структуры извлекаемых запасов. При этом существенно возросла степень выработанности активных запасов (до 70%) с ростом доли трудно извлекаемых запасов (до 67%) и низкой степенью их выработки (до 30%). Продолжилась многолетняя тенденция снижения коэффициента извлечения нефти (КИН). В настоящее время средний КИН по России не превышает 30% и является одним из самых низких в мире [55].

Истощение активных запасов углеводородов на открытых и осваиваемых месторождениях обуславливает необходимость ввода в разработку новых сложно построенных залежей, постоянного совершенствования технологий строительства и освоения скважин, непрерывного контроля и управления состоянием разработки уже освоенных месторождений с целью максимального использования потенциальных возможностей каждой скважины, каждого продуктивного пласта.

Основная причина, обуславливающая возникновение данной проблемы, – это процессы взаимодействия между скважиной и вскрываемыми проницаемыми пластами при ее строительстве, освоении и эксплуатации, которые в значительной степени определяются геолого-техническими, геомеханическими и термобарическими условиями, характеристиками насыщающего пласт флюида, технологиями и техническими средствами, использованными на всех этапах активной жизни скважины.

Вскрытие продуктивных нефтегазовых пластов бурением – первичное вскрытие – и перфорацией – вторичное вскрытие – является одним из важнейших этапов при строительстве скважин, т.к. именно оно определяет последующую жизнь скважины. Бурение скважины до кровли продуктивного пласта преследует цель ускоренной безаварийной и экономически обоснованной проводки ствола, однако вскрытие самого продуктивного пласта требует особо тщательного выбора методики и технологии с тем, чтобы сохранить естественную проницаемость породы в зоне пласта, непосредственно прилегающей к стволу скважины. Известно, что при притоке жидкости к скважине с открытым стволом, находящейся в центре кругового пласта диаметром 300м, половина пластовой

энергии расходуется на продвижение жидкости в радиусе 5м вокруг скважины. Поэтому даже незначительное ухудшение проницаемости в прискважинной зоне пласта (ПЗП), прилегающей к стенке скважины, может значительно увеличить фильтрационное сопротивление движению жидкости, и, следовательно, существенно уменьшить коэффициент продуктивности скважины. Вскрытие продуктивного пласта бурением в большинстве случаев осуществляется практически по той же технологии, что и проводка ствола до кровли продуктивного пласта, т.е. на репрессии. Фильтрат бурового раствора, проникая в ПЗП на определенную глубину, в той или иной степени ухудшает проницаемость этой части пласта, и, следовательно, отрицательно влияет на приток жидкости или газа к стенке скважины. Так, если вокруг скважины с открытым стволом проницаемость пласта в зоне радиусом 1м будет ухудшена в 1,5раза, то дебит такой скважины будет составлять только 70% потенциального, а при ухудшении в 10 раз – 30% [19,20].

Разобшение пластов в пробуренной скважине обычно осуществляется цементированием заколонного пространства с подъемом цемента до устья, что создает существенную величину репрессии на пласт, иногда достаточную для разрыва пласта. При твердении цемента в закрытом объеме происходит фильтрация жидкости затворения (как правило, воды) в поры пласта, что еще больше ухудшает состояние ПЗП.

Таким образом, скважина как объект для вторичного вскрытия пласта и последующей эффективной эксплуатации представляет собой сложную систему с двухзонной областью дренирования. От того, в какой степени и какими техническими средствами и технологическими приемами достигается максимально возможная, в данных геолого-технических условиях, гидродинамическая связь скважины с продуктивным пластом в его природном состоянии во многом зависят показатели эффективности эксплуатации скважин и разработки месторождения в целом.

Размеры прискважинных зон с ухудшенными фильтрационными свойствами могут изменяться в широких пределах в зависимости от

коллекторских свойств пласта, свойств фильтрата, величины репрессии, времени воздействия фильтрата бурового раствора и т.д. По данным геофизических и гидродинамических исследований скважин фактическая глубина проникновения фильтрата составляет от нескольких десятков сантиметров до нескольких метров и даже десятков метров, ухудшение проницаемости в этой зоне может достигать существенных величин. Поэтому основная задача вторичного вскрытия продуктивного пласта – не только не ухудшить показатели, достигнутые при первичном вскрытии, но и улучшить их за счет применения самых совершенных технологий и аппаратов[21,148].

В настоящее время в мировой практике используются несколько видов вторичного вскрытия пласта с применением взрывчатых материалов. Это – перфорация скважин кумулятивными перфорационными системами, разрыв пласта с помощью пороховых генераторов давления, стимулированный разрыв пласта с применением пороховых генераторов давления в среде активных скважинных жидкостей (водные растворы кислот, ПАВ, горюче-окислительных составов на основе нитрата аммония и мочевины). Пороховые генераторы давления применяются в основном после проведения перфорационных работ и продолжительной во времени эксплуатации скважины, когда производительность начинает резко снижаться или когда перфорацией не удастся вызвать приток жидкости из пласта. Практика показала, что выбор параметров и компоновки генераторов давления только по величине гидростатического давления в скважине не обеспечивает высокой эффективности выполняемых работ. Кроме того, «разнесение» во времени технологических операций по перфорации интервала и его обработке генераторами давления не всегда оправдано как с точки зрения времени задействия скважины, так и с точки зрения эффективности всего комплекса проводимых мероприятий [30,46].

Конверсионные процессы в отраслях оборонной промышленности, переход многих специализированных предприятий оборонного комплекса в новые формы собственности и последующая их переориентация на выпуск продукции общепромышленного назначения predetermined перспективу разработки и

постановки на производство совершенно нового класса горючих веществ и изделий на их основе – высокоэнергетических конденсированных систем (ВЭКС). Обладая более «привлекательными» энергетическими и технологическими характеристиками, ВЭКС стали основными рабочими компонентами теперь уже не пороховых, а твердотопливных генераторов давления [10,123].

Цель работы – Создание научных основ для разработки и внедрения в практику эксплуатации скважин комплекса высокоэффективных технических средств, взрывных технологий и рекомендаций для обеспечения эффективной гидродинамической связи скважины с пластом.

Основная идея работы заключается в использовании современных достижений в области физики быстропротекающих процессов – взрыва и горения, законов внутренней баллистики скважинных систем и знаний о гидродинамических и геомеханических процессах в прискважинной зоне пласта при различных схемах его нагружения для исследования, разработки и эксплуатации аппаратурно-технологических средств обеспечения эффективной гидродинамической связи скважины с пластом.

Задачи исследований:

1. Исследование и разработка комплекса скважинных технических средств на основе взрывчатых материалов и высокоэнергетических конденсированных систем для целей установления надежной и эффективной гидродинамической связи скважины с пластом.
2. Разработка теоретических основ проведения газодинамического разрыва пласта, обеспечивающего эффективную гидродинамическую связь скважины с пластом.
3. Обоснование и разработка технологий установления эффективной гидродинамической связи скважины с пластом при использовании комплексов технических средств на основе взрывчатых материалов и высокоэнергетических конденсированных систем.
4. Разработка научно-методических основ реализации технологий газодинамического разрыва пласта.

5. Разработка скважинного аппаратурно-измерительного комплекса сопровождения технологий создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом.
6. Разработка научно обоснованных рекомендаций применения комплекса высокоэффективных технических средств и взрывных технологий создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом и их практическая реализация.

Методы исследований

1. Анализ и обобщение конструктивных решений, используемых в аппаратах для снижения гидродинамических сопротивлений в прискважинной зоне пласта, основанных на работе энергии взрывчатых материалов и высокоэнергетических конденсированных систем.
2. Стендовые и лабораторные исследования действия взрыва и горения высокоэнергетических конденсированных систем в имитаторе системы «аппарат – скважина - пласт».
3. Математическое моделирование процессов в скважине при работе аппаратов, основанных на работе энергии взрывчатых материалов и высокоэнергетических конденсированных систем.
4. Математическое моделирование процессов в прискважинной зоне пласта при горении в скважине различных высокоэнергетических конденсированных систем с учетом свойств горных пород.
5. Натурные исследования и эксперименты при опытно-промышленных испытаниях и внедрении технологий газодинамического разрыва пласта.
6. Обобщение и анализ результатов промышленного внедрения технологий газодинамического разрыва пласта с целью установления эффективной гидродинамической связи скважины с пластом.

Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций достигается представительным объемом стендовых, лабораторных и натурных экспериментов, применением широко распространенных и апробированных моделей горных

пород и отлаженных программных продуктов, удовлетворительной сходимостью расчетных и замеренных параметров исследуемых процессов в скважине и прискважинной зоне пластов.

Достоверность научных положений, рекомендаций и выводов

подтверждена применением современных методов и методик сбора, обработки и обобщения информации, анализом результатов исследований российских и зарубежных исследователей, опытом практического применения разработанного аппаратурно-технологического комплекса для установления надежной гидродинамической связи скважины с пластом при ее (скважины) эксплуатации, методик интерпретации результатов, приемлемой степенью совпадения результатов исследований с опытно-экспериментальными данными и результатами освоения скважин.

Научная новизна работы:

Созданы научно-обоснованные высокоэффективные методы повышения производительности скважин на основе установленной эффективной гидродинамической связи скважины с пластом с использованием специально разработанного аппаратурно-технологического комплекса, использующего энергию взрыва, принципиально отличные от существующих методов и средств воздействия на прискважинную зону пласта.

В работе впервые получены следующие результаты:

1. Теоретически и на основе численного моделирования изучен процесс распространения давления и температурный режим в перфорированной скважине и в околоскважинной зоне пласта при горении зарядов высокоэнергетических конденсированных систем (ВЭКС) и горюче-окислительных составов (ГОС), определены принципы управления энергетическими параметрами в скважине с целью создания трещин в пластах с различными физико-механическими свойствами и проектирования их геометрических параметров.

2. Разработаны принципы конструирования скважинных генераторов давления на основе высокоэнергетических конденсированных систем,

комбинированных аппаратов и систем воспламенения к ним, энергетические характеристики которых позволяют решать задачи установления эффективной гидродинамической связи скважины с пластом.

3. Установлено, что при срабатывании генераторов давления и генераторных модулей комбинированных аппаратов на основе высокоэнергетических конденсированных систем в перфорированной скважине:

- возникает знакопеременное давление с амплитудой изменения до 6,0 МПа;
- при срабатывании малогабаритных генераторов давления и генераторных модулей комбинированных аппаратов в околоскважинной зоне пласта образуется сеть разнонаправленных вертикальных трещин, а при срабатывании полноразмерных генераторов давления и ГОС образуются двусторонние вертикальные остаточные трещины;

- длина трещин, образуемых в пласте при срабатывании малогабаритных генераторов давления и генераторных модулей комплексных аппаратов, составляет 2–5 м и определяется геолого-техническими условиями выполнения работ;

- длина трещин, образуемых в продуктивном пласте при срабатывании полноразмерных генераторов давления, составляет 5-15 м и зависит от физико-механических свойств породы пласта-коллектора и геомеханических условий разрыва;

- расчетная длина трещин при использовании технологии газодинамического разрыва пласта с ГОС составляет 15-30 м и определяется энергетическими характеристиками ГОС, физико-механическими параметрами породы и геомеханическими условиями в околоскважинной зоне пласта.

4. Разработан аппаратурно-технологический комплекс газодинамического разрыва пласта (ГДРП) для установления эффективной гидродинамической связи скважины с пластом.

5. Обоснованы критерии определения технологических параметров газодинамического разрыва пласта в зависимости от геолого-технических характеристик скважины.

6. Предложен поэтапный подход к работе со скважиной и пластом, предусматривающий постепенное наращивание степени силового воздействия на пласт с использованием разработанных аппаратов и технологий ГДРП на их основе.

7. Разработана экспресс-методика определения радиуса ухудшенной проницаемости околоскважинной зоны пласта (ОЗП) без проведения дополнительных гидродинамических исследований, которая позволяет наиболее обоснованно выбрать тип аппарата и уровень силового воздействия для преодоления зоны ухудшенной проницаемости, что обеспечивает повышение успешности и качества проведения операций ГДРП.

Защищаемые положения

1. Принципы совершенствования взрывных технологий для создания высокоэффективной гидродинамической связи скважины с пластом.
2. Управление параметрами вторичного вскрытия пласта кумулятивной перфорацией и режимами работы генераторов давления составляют основу построенного аппаратурно-методического комплекса для реализации взрывных воздействий с целью установления высокоэффективной гидродинамической связи скважины с пластом
3. Теоретическое обоснование технологических решений для управляемого импульсного воздействия на пласт с использованием энергии взрыва.
4. Эффективность газодинамического разрыва пласта определяется аппаратурно-технологическими и методическими решениями, основанными на их соответствии геолого-техническим условиям выполнения работ и реализованного в виде технико-технологического комплекса ГДРП
5. Оценка эффективности установленной с использованием ГДРП гидродинамической связи скважины с пластом базируется на регистрации и измерении параметров ГДРП инновационным комплексом взрывоустойчивой аппаратуры для регистрации быстропротекающих процессов в скважине.

Практическая значимость и реализация результатов работы

Предложенный аппаратурно-технологический комплекс для обеспечения эффективной гидродинамической связи нефтегазовых скважины с пластом прошел достаточную апробацию и нашел широкое применение на предприятиях нефтегазового комплекса Западной Сибири, Восточного и Центрального Предкавказья, Калининградской области, Оренбуржья, Казахстана, Вьетнама.

Разработанные на основании исследований Технологические инструкции и регламенты применения аппаратурно-технологического комплекса вторичного вскрытия и газодинамического разрыва пласта позволили существенно повысить результативность выполнения работ по испытанию, освоению и поддержанию экономически обоснованных режимов работы нефтегазовых скважин, снизить, а в отдельных случаях и исключить затраты на применение гидроразрыва пласта, повысить безаварийность прострелочно-взрывных работ. Эксплуатационные документы и технические регламенты прошли все необходимые, предусмотренные Ростехнадзором процедуры допуска к применению и неукоснительно соблюдаются сервисными компаниями в процессе ведения прострелочно-взрывных работ в скважинах. Рекомендованные методики расчета параметров технологических процессов показали свою корректность применительно к широкому кругу геолого-технических условий скважин и используются в практике проектирования геолого-технических мероприятий.

За разработку и внедрение комплекса оборудования и технологий газодинамического разрыва пласта для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений автор (в составе авторского коллектива) удостоен Премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники за 2011г.

Результаты внедрения аппаратурно-технологического комплекса для обеспечения эффективной гидродинамической связи нефтегазовых скважины с пластом подтверждены соответствующими Актами и Протоколами. Экономический эффект от внедрения составил более 3-х млрд. рублей (в ценах 2011г.).

Личный вклад автора состоит в исследованиях результативности совместного использования кумулятивных зарядов и зарядов из высокоэнергетических конденсированных систем для эффективного вскрытия продуктивного пласта, разработке экспресс-метода оценки протяженности зоны ухудшенной проницаемости в околоскважинной зоне пласта с целью выбора параметров энергетического воздействия и проектирования протяженности и остаточного раскрытия трещин в ней. В результате достигнуто увеличение эффективности использования энергии взрыва в скважинных аппаратах за счет разработанных способов управления параметрами воздействия на коллектор с целью установления эффективной гидродинамической связи скважины с пластом. Сформулированы геолого-технические и технологические условия эффективности газодинамического разрыва пласта и технико-технологические основы его проведения. Исследована и обоснована эффективность парного расположения перфорационных каналов с целью создания дополнительных путей и поверхностей дренирования углеводородов к скважине. Разработан алгоритм работы со скважиной и околоскважинной зоной пласта на основе принципов поэтапного усиления силовых характеристик скважинных аппаратов с учетом достигнутого состояния скважины и примыкающей к ней зоны ухудшенной проницаемости.

На базе проведенных исследований разработаны, испытаны и нашли применение способы и скважинная аппаратура регистрации параметров импульсного воздействия с использованием комплексных аппаратов ПГК-102, ГДК73, ГП105 и МКАВ-150/100, кумулятивных перфораторов нового поколения и высокоэффективных твердотопливных генераторов давления, составивших аппаратурно-технологический комплекс, обеспечивший значительный эффект при использовании в нефтегазовых скважинах.

Основу диссертации составили результаты двадцатилетнего опыта исследований, разработки и внедрения техники и технологий воздействия на прискважинную зону пласта, выделения оптимальных геолого-технических условий проведения работ, разработки теоретического обоснования и расчетных

алгоритмов воздействия с максимальным учетом геолого-технических особенностей объекта.

Апробация работы

Основные результаты работы докладывались автором на нескольких десятках российских и международных научно-технических конференциях, геолого-технических Советах крупнейших российских нефтегазовых компаний и научно-исследовательских институтов, ставших их интеллектуальными центрами. В их числе: «Геофизические исследования и работы в скважинах – состояние и перспективы», проводимые Международной ассоциацией исследователей скважин (АИС) в 1998-2011г.г., Международный технологический симпозиум "Интенсификация добычи нефти и газа», Москва, 2003г., 1-я Международная научно-практическая конференция АИС «Современное состояние геолого-геофизических исследований на углеводородное сырье в Казахстане», Алматы, 2005; 5-я Международная научно-практическая конференция «Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей», Геленджик, 2005; 6-я, 7- и 9-я научно-практические конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», Геленджик, 2006, 2007, 2009г.г., Конференция научно-технического общества нефтяников и газовиков им. акад. И.М.Губкина «Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», Московская обл., 2007г., 7-й Российско-Китайский симпозиум по промысловой геофизике, Россия, Иркутск, 2012г., Международная научно-практическая конференция «Добыча нефти», Белорусь, Речица, 2013г., 7-я Международная Конференция по взрывчатым веществам и взрывному делу, Москва, 2013г.

Соответствие паспорту специальности 25.00.17 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Соответствует следующим пунктам:

2. Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями и

техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа.

4. Технологии и технические средства добычи и подготовки скважинной продукции, диагностика оборудования и промысловых сооружений, обеспечивающих добычу, сбор и промысловую подготовку нефти и газа к транспорту, на базе разработки научных основ ресурсосбережения и комплексного использования пластовой энергии и компонентов осваиваемых минеральных ресурсов.

Публикации

Основные результаты исследований опубликованы в 49-ти работах, в том числе 23 - в ведущих рецензируемых журналах, включенных в перечень ВАК. Кроме того, в результате исследований получено 13 патентов на изобретения.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, девяти глав, заключения и изложена на 349 страницах машинописного текста, включая 109 рисунков, 25 таблиц, Приложения на 19 страницах и библиографический список из 180 наименований.

Глава 1. Импульсные технологии создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом (состояние проблемы)

Известно [52,53,54], что ухудшение фильтрационных характеристик прискважинной зоны пласта снижает продуктивность скважин. Для восстановления или увеличения их производительности используются технологии, в которых воздействие на пласт осуществляют силовыми полями, приводящими к образованию дополнительных путей фильтрации флюида к скважине за счет создания в пласте одной или нескольких трещин. Кроме широко распространенной технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) применяют импульсные аппараты для образования трещин в пласте. В аппаратах для интенсификации притоков в нефтегазовых скважинах, основанных на энергии взрыва, используют взрывчатые материалы с различными режимами выделения энергии. При взрыве образуется поле остаточных сжимающих напряжений в пласте, что в ряде случаев может приводить к уплотнению породы и закрытию естественных трещин или препятствовать образованию новых. В связи с этим наибольшее распространение получила аппаратура импульсного воздействия на пласт с использованием порохов, твердых ракетных топлив и жидких горюче-окислительных составов, выделяющих энергию в режиме горения [35,140-144, 155-157].

Генераторы давления с зарядами из твердого топлива и жидкие горюче-окислительные составы создают значительно меньшее давление в скважине, чем при взрыве и позволяют регулировать импульс давления в скважине и ПЗП в зависимости от геолого-технических условий выполнения работ.

1.1. Основные методы интенсификации, использующие физические поля для воздействия на прискважинную зону пласта

На основании анализа основных физических факторов, влияющих на приток жидкости из пласта в скважину, строятся различные классификации методов

воздействия на прискважинные зоны пласта для различных стадий жизненного цикла месторождений и скважин.

Обстоятельные классификации основных методов воздействия на прискважинную зону продуктивных пластов, применяемых на различных стадиях жизненного цикла скважин с целью повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи, анализ существующих технологий воздействия на прискважинную зону и результатов эффективности их применения подробно и системно рассмотрены в работах [22,23,39-43,50,90,91,145,146].

Значительный вклад в разработку и развитие методов воздействия на ПЗП внесли российские ученые и специалисты: Азаматов В.И., Альнабуда А.С.Д., Ахметов И.Г., Балашканд М.И., Балдин А.В., Барсуков В.Д., Белин В.А., Беляев Б.М., Варыпаев В.В., Гайворонский И.Н., Гиматулинов Ш.Х., Голдаев С.В., Грибанов, Н.И., Дудаев С.А., Забурдяев В.С., Зансохов Л.Г., Зотов В.С., Зыков В.А., С.А.Жданов, Ибрагимов Л.Х., Клевцов В.Г., Комаров В.Ф., Корженевский А.Г. Королев И.П., Крощенко В.Д., Крылов В.Н., Михайлов А.А., Михайлов Н.Н., Мищенко И.Т., Павлов В.И., Пелых Н.М., Рудаков Б.Е., Рябов С.С., Санасарян Н.С., Слиозберг Р.А., Сургучев М.Л., Сухоруков Г.И., Улунцев Ю.Г., Усачев П.М., Челышев В.П., Челоянц Д.К., Шилов А.А., Шкиткин Б.В., а также ряд специалистов – представителей научных школ НИУ РГУНГ им. И.М.Губкина, ТатНИПИнефть, ВНИПИвзрывгеофизика, ВНИИнефть, БашНИПИнефть, ВНИИЯГГ, ИПНГ РАН, МГИ НИТУ МИСиС и других организаций.

Классификации основных методов воздействия на прискважинные зоны приведены в таблице 1.1. Подход исследователей к классификации методов воздействия определяется как научными интересами авторов работ, так и тем, что большинство методов являются комбинированными и комплексно влияют на характеристики пласта в ПЗП, хотя каждый метод имеет область наиболее предпочтительного применения в тех или иных горно-геологический и геолого-геофизических условиях [22,39]. Приведенные классификации методов воздействия на ПЗП не являются полными, содержат только широко апробированные на практике методы и не исключают необходимости дополнения.

В работах [43,44] подробно рассмотрены следующие методы воздействия на прискважинные зоны:

- кислотные методы очистки;
- гидроразрыв и гидрокислотный разрыв;
- виброобработка;
- обработка депрессиями-репрессиями;
- акустическая обработка,

а также изложены основы кавитационно-волновой технологии обработки.

Классификации основных методов воздействия на ПЗП

Таблица 1.1

Классификация методов [43]	Классификация методов [22]	Классификация методов [39]
1.Гидромеханические	1.Механические	
Методы создания в породе пласта трещин, способствующие притоку жидкости к скважине: гидравлический разрыв пласта; импульсные методы с использованием конденсированных энергетических систем (твердых, жидких или газообразных) и др.		
2.Физико-химические	2.Химические	1.Химические
	Методы кислотных обработок, направленные на увеличение физического радиуса пор, определяющих пропускную способность породы – проницаемость: солянокислотная, глинокислотная, ацетонокислотная обработки, комбинированная, ПАВ и др.	
	3.Физические	2.Физические
	Методы воздействия на структурированные пластовые флюиды и на степень взаимодействия пластового флюида со стенками пор: закачка поверхностно-активных веществ, акустические и	

	вибровоздействия, пневмоимпульсные и др.	
3.Термические (тепловые)	4. Термические (тепловые)	
Методы воздействия на прискважинную зону пласта с использованием теплоносителей и различных тепловых источников и нагревателей, с целью растворения выпавших в осадок асфальтено-парафинистых отложений и уменьшения вязкости пластовых флюидов: паропрогрев, электропрогрев, прокачка горячей нефти, термополимерное заводнение, импульсно-дозированное воздействие горячей и холодной водой, термогазохимическое воздействие с использованием порохов и твердых ракетных топлив и др.		
4.Комбинированные		3.Комбинированные
Методы, сочетающие в себе комбинации различных методов воздействия: термокислотная обработка, гидроразрыв пласта в сочетании с термокислотной обработкой, термогазобарическая обработка с имплозией, воздействие на прискважинную зону пласта с применением комплексных устройств [75] и др.		
		4.Биологические
Методы, основанные на эффекте влияния микроорганизмов (аэробных и анаэробных бактерий) на поведение флюида и на нефтеизвлечение: закачка воды с питательными веществами и микроорганизмами, вырабатывающими в процессе своей жизнедеятельности аналогичные поверхностно-активным веществам агенты, которые способны обеспечить вытеснение нефти из плохо проницаемых зон.		

В работе [39] подробно рассмотрены физические методы воздействия на ПЗП, в том числе:

- гидроразрыв пласта;
- термические (тепловые) методы;
- депрессионные методы;
- вибрационные методы;
- обработка магнитным и электрическим полями;

- импульсные методы.

В работе [22] подробно рассмотрены методы импульсного воздействия на ПЗП с применением взрывчатых веществ, порохов и твердых ракетных топлив.

Наиболее широкое применение из всех методов воздействия на ПЗП получили химические методы воздействия: солянокислотная обработка (СКО), глинокислотная обработка (ГКО) и ацетонокислотная обработка (АКО) [43]. Химические методы эффективны при необходимости растворения твердых частиц в фильтрационных каналах и увеличения их эффективного диаметра, а также в комбинированных технологиях. Однако их применение сопряжено с опасностью нанесения вреда здоровью обслуживающего персонала и загрязнения окружающей среды.

Для большинства методов воздействия на ПЗП характерна низкая энергия воздействия. Давление на продуктивный пласт, как правило, ниже горного, то есть не выполняется основное условие образования дополнительных трещин в ПЗП. Используемые методы обработки, в основном, не отличаются локальностью воздействия, что не только снижает эффективность их применения, например, в слоистых продуктивных пластах, но и может приводить к нежелательным последствиям. Наиболее перспективны способы, в которых воздействие на пласт каким-либо образом локализуется. Обеспечение локальности воздействия достигается размещением скважинного аппарата или устройства в заданном интервале обработки или, например, ограничением зоны воздействия пакерными устройствами.

1.2. Импульсные технологии воздействия для улучшения фильтрационных свойств пласта в его прискважинных зонах

Импульсные технологии воздействия на пласт, основанные на применении различных топливных композиций в режиме горения, были разработаны и начали применяться в 80-х годах прошлого века и в настоящее время имеют следующие сферы применения:

- первичная обработка ПЗП продуктивных интервалов, поврежденных в процессе бурения или цементирования обсадной (эксплуатационной) колонны;
- предварительная обработка пласта перед гидроразрывом или воздействием кислотными композициями для создания сети радиальных трещин;
- стимуляция горизонтальных скважин;
- вторичная обработка эксплуатационных или инъекционных скважин с повреждениями, вызванными миграцией тонкозернистых частиц, выпадением в осадок твердых частиц, разбуханием глин, эмульсионным загрязнением и снижением проницаемости пород в ПЗП;
- обработка интервалов пласта вблизи ВНК;
- обработка чувствительных к жидкости пород, несовместимых с кислотной обработкой;
- оценка продуктивности или характера насыщения сомнительных интервалов;
- уменьшение конусообразования или снижение давления в газовой шапке;
- стимуляции при репрессии для увеличения длины трещин;
- устранение или преодоление неоднородности пород по фильтрационным свойствам.

Имеющиеся публикации показали, что основными патентовладельцами в целом по проблеме являются фирмы США и России, на долю которых приходится около 90% публикаций и где достигнуты наибольшие успехи в разработке методов обработки ПЗП с применением ВМ.

Эффективными методами воздействия на продуктивные пласты, широко применяемыми в настоящее время в отечественной и зарубежной практике и

обеспечивающими преимущественно большую энергию воздействия, являются импульсные методы.

В литературе точное определение понятия «импульсное воздействие» отсутствует. В работе [132, Стр.18] под импульсным воздействием понимается «...заданное по амплитуде и времени, прежде всего, барическое воздействие на продуктивный пласт, создающее в пласте силовые поля, приводящие к изменению фильтрационной способности породы-коллектора вследствие очистки пласта от коьматационных отложений и/или образования и развития в пласте трещин». Импульсное воздействие характеризуется амплитудой давления (величиной максимального давления) в скважине в зоне обработки продуктивного пласта $P_c^{\max}$, временем (продолжительностью) импульса давления τ , суммарным импульсом давления $I_{p.\text{сум.}}$, формой импульса давления и градиентом (скоростью) изменения давления в скважине в зоне обработки продуктивного пласта.

Суммарный импульс давления $I_{p.\text{сум.}}$ определяется интегрированием по времени выражения

$$I_{p.\text{сум.}} = \int_0^{\tau} (P_c - P) dt, \quad (1.1)$$

где

P_c - давление в скважине в зоне обработки продуктивного пласта;

P - давление, от уровня которого производится определение импульса давления;

τ - время (продолжительность) импульса давления.

Из выражения (1.1) следует, что импульс давления - это площадь под кривой изменения давления во времени. Геометрическую фигуру, образуемую площадью под кривой изменения давления во времени, будем называть формой импульса давления.

Скорость изменения давления P_c / t характеризует динамику нагружения пласта и определяется либо в ходе решения задачи внутренней баллистики скважинных систем, обеспечивающих импульсное воздействие на пласт, либо по результатам измерения давления в скважине в зоне обработки продуктивного пласта.

Классификация основных импульсных методов воздействия на пласт приведена в таблице 1.2. Наиболее широкое распространение в Российской Федерации получили методы с применением высокоэнергетических конденсированных систем (ВЭКС). Запас потенциальной химической энергии, которым обладают ВЭКС, после внешнего воздействия (инициирования) выделяется при следующих режимах термобарического (взрывного) превращения:

- послойное нормальное горение (**НГ**) – горение, распространяющееся послойно с неизменным профилем концентрации энергии и температуры;
- конвективное горение (**КГ**) – горение твердых ВЭКС, обладающих газодинамической пористостью;
- низкоскоростная детонация (**НСД**) – волновой процесс с малой долей термобарического разложения непосредственно за фронтом волны сжатия;
- нормальная детонация (**НД**) – сверхзвуковой стационарный процесс, состоящий из ударной волны и химической реакции за ней.

В порядке возрастания мощности воздействия и уровня реализуемых параметров (давление и скорость взрывчатого превращения) режимы взрывчатого превращения располагаются в следующем порядке: **НГ** - **КГ** – **НСД** - **НД**, то есть **НГ** и **НД** являются предельными процессами ряда, а **КГ** и **НСД** – промежуточными.

Классификация импульсных методов воздействия на ПЗП

Таблица 1.2

Импульсные методы воздействия	Краткая характеристика метода
	Создание импульсов давления в скважинах с помощью пневматического генератора, установленного на устье скважины. В режиме

Гидроимпульсный [5,6,75,126]	«репрессия – депрессия» в фильтрационных каналах продуктивного пласта возникает возвратно-поступательное движение флюида, приводящее к очистке каналов от колюматизирующих частиц.
Пневмоимпульсный [17,120,131,177]	Создание в скважине и в прискважинной зоне пласта импульсов давления при выхлопе сжатого воздуха (пневмовзрыв) скважинными пневмоизлучателями, размещенными в скважине в интервале воздействия или вблизи его. Барическое воздействие на продуктивный пласт происходит с частотой импульсов 0,2...0,5Гц.
Газоимпульсный [31,39,106,107]	Импульсное введение в перфорационные каналы газа под большим давлением, доставляемого в зону обработки в специальных спускаемых агрегатах. Газ воздействует на скважинную жидкость, флюид и колюматанты в порах горной породы и на саму матрицу горной породы, разрушая ее.
Электроимпульсный [56,130]	Создание в скважине многократно воспроизводимого импульса высокого давления электроразрядом длительностью до 100мкс от мощного источника с конденсаторным накопителем. Вещество в канале разряда разогревается до 40000⁰С с повышением давления до 1500МПа. Канал разряда расширяется, передавая свою энергию окружающей среде.
	Создание в зоне обработки продуктивного пласта импульса высокого давления при детонации,

ВЭКС (твердые, жидкие и газообразные) [47,163,170]	взрыве или горении конденсированных энергетических систем (взрывчатых материалов, баллиститных и смесевых твердых ракетных топлив, жидких термогазообразующих композиций, смесей горючих и окислительных газов). Продукты детонации, взрыва или горения конденсированных энергетических систем под большим давлением воздействуют на скважинную жидкость, флюид, кольматанты в трещинах и на горную породу, разрушая ее и/или образуя в ней новую систему трещин.
---	--

Практическую ценность при импульсных методах воздействия на прискважинные зоны пласта представляют два предельных по своей физической сущности процесса: нормальная (стационарная) детонация **НД** и нормальное послойное горение **НГ**.

Использование энергии детонации, взрыва или горения ВЭКС позволяет реализовать в скважинах технологические операции, осуществление которых другими методами затруднено или невозможно. К таким технологическим операциям можно отнести:

- кумулятивную перфорацию;
- торпедирование скважин;
- обработку продуктивных пластов в скважинах с открытым стволом последовательными, производимыми через определенные, строго рассчитанные промежутки времени, взрывами сосредоточенных зарядов с образованием необратимого дилатансионного разуплотнения горных пород, приводящего к увеличению пористости и проницаемости пластов;
- обработку продуктивных пластов различными скважинными газогенерирующими устройствами с энергоносителями из баллиститных и

смесевых твердых ракетных топлив («старое» наименование ВЭКС), обеспечивающими в режиме горения превращение химической энергии в тепловую и кинетическую энергии продуктов горения;

- обработку продуктивных пластов комплексными скважинными устройствами, обеспечивающими кумулятивную перфорацию скважины в режиме нормальной детонации и последующее газодинамическое воздействие на пласт в режиме нормального горения ВЭКС – газодинамический разрыв пласта (ГДРП).

1.3. Техника и технологии импульсного воздействия на прискважинные зоны пласта на основе высокоэнергетических конденсированных систем

Для реализации импульсных технологий в зарубежной и отечественной практике нашли широкое применение газогенерирующие устройства, использующие высокоэнергетические конденсированные системы (ВЭКС).

В качестве технических средств, используемых для реализации импульсных методов воздействия на ПЗП с применением ВЭКС, работающих в режиме горения, разработаны и внедрены в производство следующие основные типы скважинных газогенерирующих устройств [10,23,125] (Таблица 1.3):

- бескорпусные устройства, спускаемые в скважину на геофизическом кабеле через эксплуатационную колонну – ПГРИ-100; ПГД100, ПГД.БК-100М, ПГД.БК-150, ПГД.БК-150М, ЗГРП-01, ПГДА.
- бескорпусные устройства, спускаемые в скважину на геофизическом кабеле через насосно-компрессорные трубы – ПГД-42Т, ПГД-170МТ, ПГРИ-50К; ПГД.БК-100/50.
- Корпусные устройства, спускаемые в скважину как на геофизическом кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах – ГСП-105, ГДК-73

**Основные технические характеристики скважинных твердотопливных
газогенерирующих устройств**

Таблица 1.3

Обозначение скважинного устройства	Основные технические характеристики			
	Тип ВЭКС	Наружный диаметр, мм	Максимальная температура жидкости в зоне обработки, °С	Максим. баростойкость, МПа
УСТРОЙСТВА, СПУСКАЕМЫЕ ЧЕРЕЗ ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ				
БЕСКОРПУСНЫЕ				
ДС	БРТТ	70,82,102	100	50
ЗГРП-01	БРТТ	68	100	100
ГДК-100	БРТТ	100	100	100
ПГДА	БРТТ	102	100	100
ПГРИ-100	БРТТ	98,5	100,0	80,0
ПГД100	БРТТ	48-95	100,0	80,0
ПГД.БК-100М	БРТТ	95	100,0	80,0
ПГД.БК-150	СТТ	80	150,0	100,0
ПГД.БК-150М	СТТ	80	195,0	100,0
УСТРОЙСТВА, СПУСКАЕМЫЕ ЧЕРЕЗ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫЕ ТРУБЫ				
ПГД-42Т	СТТ	42	200	100,0
ПГРИ-50К малогабаритн.	БРТТ+СТТ	52	100	80
ПГД.БК-100/50	БРТТ	52	100	80
ПГД-170МТ	СТТ	48	170	100

Реализация импульсных методов воздействия с применением указанных скважинных газогенерирующих устройств осуществляется по двум основным технологическим схемам, представленным на рис.1.1.

Наиболее часто встречающейся является технологическая схема, предусматривающая применение скважинных твердотопливных газогенерирующих устройств, спускаемых в зону расположения продуктивного пласта на каротажном кабеле через эксплуатационную колонну скважины. Согласно этой технологической схеме газогенерирующее устройство, собранное вблизи устья предварительно подготовленной скважины, размещают выше интервала ранее выполненной перфорации на таком расстоянии, чтобы нижняя граница газового пузыря, образующегося после инициирования устройства, не достигала интервала перфорации.

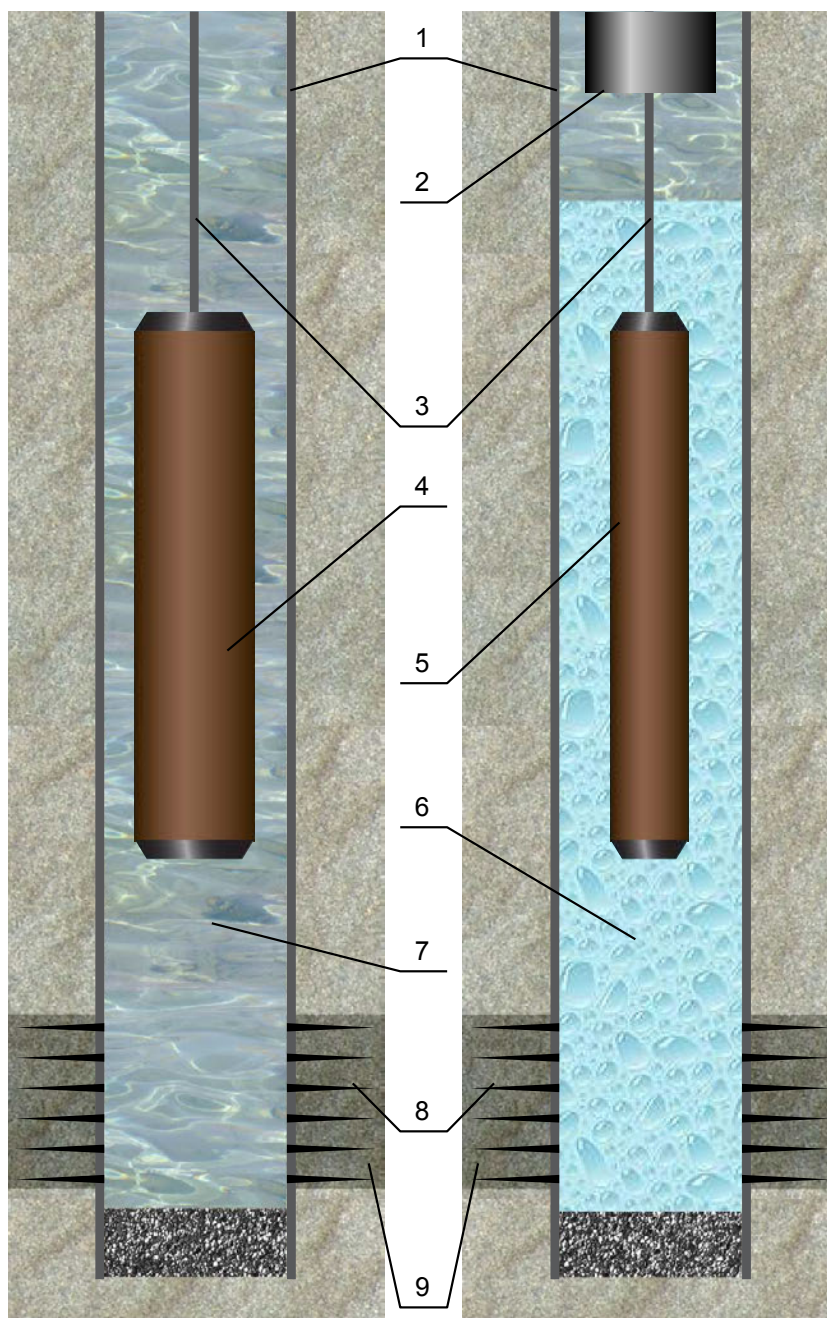


Рис.1.1. Основные технологические схемы реализации импульсных методов воздействия на ЛПЗ с применением твердотопливных скважинных газогенерирующих устройств. 1 – эксплуатационная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы; 3 – каротажный кабель; 4 – скважинное газогенерирующее устройство с зарядами ВЭКС; 5 – малогабаритное скважинное газогенерирующее устройство с зарядами ВЭКС; 6 – жидкая термогазообразующая композиция; 7 – скважинная жидкость; 8 – перфорация; 9 – продуктивный пласт.

Вторая технологическая схема предусматривает совместное применение жидкой термогазообразующей или кислотной (глинокислотной, ПАВ) композиции, закачанной в зону обработки продуктивного пласта через насосно-компрессорные трубы, и малогабаритных скважинных твердотопливных газогенерирующих устройств, спускаемых в зону обработки продуктивного пласта на каротажном кабеле через колонну насосно-компрессорных труб. В качестве термогазообразующей композиции применяют, например, смесь водорастворимых горючего и окислителя, плотность которой больше плотности скважинной жидкости. Согласно схеме в предварительно промытую скважину с допуском до забоя спускают колонну насосно-компрессорных труб, через которую закачивают приготовленную на устье скважины композицию. После закачки композиции колонну насосно-компрессорных труб поднимают на расстояние 150...200м выше интервала перфорации для предохранения колонны от воздействия импульса давления.

Малогабаритное газогенерирующее устройство, собранное вблизи устья скважины, размещают в зоне обработки продуктивного пласта, заполненной жидкой композицией, выше интервала перфорации. Газообразные продукты горения ВЭС создают в зоне обработки продуктивного пласта импульс давления, под действием которого разогретая до +600-700°C композиция через перфорационные каналы нагнетается в продуктивный пласт с образованием в нем системы трещин.

Основным эффектом импульсных методов воздействия на ПЗП с применением скважинных твердотопливных газогенерирующих устройств является образование и раскрытие в пласте трещин, которые, вследствие остаточной деформации горной породы, не закрываются после окончания барического воздействия. Кроме того, ввиду наличия процесса горения ВЭС и образования продуктов горения с температурой 1100...1600°K, состоящих из CO_2 , CO , N_2 , HCl и паров воды, имеет место тепловое (расплавление отложений парафина и асфальтосмолистых веществ, снижение вязкости нефти), химическое (снижение поверхностного натяжения на границах нефти с водой и породой, частичное

растворение карбонатных пород) и физическое (очистка трещин и перфорационных каналов вследствие движения флюида) воздействия на ПЗП.

В [10,14,30,35] приводится описание экспериментальных работ по использованию взрывчатых веществ и составов, порохов и твердых ракетных топлив, горюче-окислительных смесей, термитов и пиротехнических составов для интенсификации нефтяных и газовых скважин. Рассмотрен ряд теоретических работ по выяснению механизма взрывного воздействия на пласт продуктами горения взрывчатых материалов. Приведены варианты использования пороховых зарядов в сочетании с кислотами. Проведен анализ и обобщение зарубежных и отечественных патентно-литературных источников. Описано устройство, состоящее из герметичного металлического корпуса с сопловыми отверстиями и содержащихся в нем пороховых шашек с заданной поверхностью горения. Устройство спускается в скважину на трехжильном кабеле одновременно с кумулятивным перфоратором для вскрытия и разрыва пласта. Это устройство использовалось в скважинах в основном без подсоединения к нему кумулятивного перфоратора, что давало во многих случаях положительные результаты обработки ПЗП. Однако оно не нашло широкого применения в связи с последующей разработкой более эффективных бескорпусных пороховых газогенераторов, широко используемых в настоящее время для разрыва нефтегазовых пластов.

В монографии [161] и в [163] приводится описание пороховых аккумуляторов давления для скважин типа АДС и рассмотрен механизм термогазохимического воздействия на пласт (ТГХВ), связанный с использованием этого устройства, построенного на использовании конверсионных баллиститных порохов. Аккумулятор типа АДС состоит из нескольких пороховых зарядов, собираемых в гирлянду на петле металлического троса, который сверху подсоединяется к грузонесущему электрокабелю. Сверху и снизу гирлянды помещены пластмассовая крышка и поддон соответственно. Между зарядами размещены пластмассовые кольцевые втулки для предотвращения трения зарядов о стенки обсадной колонны при спуске гирлянды зарядов в зону обработки. Для

инициирования аккумуляторов в один из зарядов вмонтирован электронагревательный элемент (нихромовая нить), срабатывающий от магистральной цепи электротока напряжением 220 - 380В.

Аккумуляторы типа АДС-4, АДС-5 и АДС-6 состоят из пороховых шашек диаметром 70, 82 и 102мм и применяются при температуре в скважинах до $+100^{\circ}\text{C}$ и гидростатическом давлении до 50МПа. Пороховые шашки аккумуляторов АДС-4 и АДС-6 имеют осевой канал и предназначены главным образом для ТГХВ на пласт в скважинах с извлеченными НКТ. При этом АДС-4 может устанавливаться под пакером, а АДС-6 без него. Заряды аккумулятора АДС-5 не имеют осевого канала и применяются в основном без пакера и только для прогрева прискважинной зоны пласта.

Аккумулятор давления АДС-6-3М составляется из зарядов с различной скоростью газообразования, т.е. из зарядов АДС-6 в виде цилиндрического моноблока без канала и зарядов, представляющих собой пучок пороховых трубок, что обеспечивает высокоразвитую поверхность горения. Для разрыва пласта в неглубоких скважинах с гидростатическим давлением до 10 – 15МПа аккумулятор составляется из одного воспламенительного заряда АДС-6В и нескольких зарядов из трубчатого пороха. Для эффективного разрыва пласта в более глубоких скважинах аккумулятор собирается из нескольких зарядов из трубчатого пороха (2шт.) и 3 - 4 зарядов моноблоков. При этом сжигают сначала заряды из трубчатого пороха, обеспечивающие разрыв пласта за счет резкого нарастания давления, затем относительно медленно сгорают заряды второй серии, обеспечивая расширение и углубление трещин за счет расклинивающего действия пороховых газов. В остальном эта конструкция сходна с конструкцией аккумулятора АДС-6.

Для глубоких разведочных и эксплуатационных скважин с температурой до $+200^{\circ}\text{C}$ и гидростатическим давлением до 100МПа разработан аккумулятор давления АДС-200У. В качестве зарядов в этом аккумуляторе используется высоко термостойкое твердое топливо ТН 18/5. Каждый заряд содержит опорную трубу из дюралюминия и гидрозащитную оболочку из гуммированной ткани. В

нижнем заряде сборки имеется отверстие в торцевой части для помещения электровоспламенителя ЭВ-ПТ и уплотнительной пробки. Инициирование аккумулятора в скважинах глубиной более 3000м производится от взрывной машинки. Кроме того, в одном из зарядов в заводском комплекте содержится электронагреватель, позволяющий в случае необходимости инициировать аккумулятор от магистральной сети электротока напряжением 220-380В. Гирлянда зарядов (4-12шт.) собирается непосредственно на грузонесущем геофизическом кабеле, проходящем через опорные трубки. Аккумуляторы АДС-200У выпускаются диаметром 70, 82 и 102мм.

В основу современных конструкций пороховых генераторов давления типа ПГД.БК [1,2,46] положено устройство, в котором гирлянда пороховых зарядов с центральным каналом собирается на дюралюминиевых трубках. В трубки помещены пиротехнические воспламенители, иницируемые от пиропатрона, находящегося в запальной головке. Заряды соединяются между собой с помощью втулок, навинчиваемых на трубки, что позволяет регулировать массу пороха в сборке генератора. Воспламенение всех пороховых зарядов осуществляется практически одновременно по осевому каналу за счет прогрева трубок при горении пиротехнических воспламенителей. Трубки в пороховых газах частично сгорают. На основе этого изобретения разработаны и находят широкое применение две модификации генераторов: ПГД.БК-100 и ПГД.БК-150 для скважин с температурой до $+100^{\circ}\text{C}$ и $+150^{\circ}\text{C}$ соответственно. Пороховые заряды, применяемые в этих генераторах, горят по всей поверхности канала таким образом, что поверхность горения в любой момент времени остается параллельной первоначальной поверхности. Горение зарядов в скважине, заполненной жидкостью, сопровождается повышением давления, температуры, а также пульсацией давления с затухающей амплитудой в течение времени, значительно превышающем время горения заряда.

Известно устройство порохового генератора давления для скважин [2], включающее трубчатые пороховые заряды, воспламенитель, размещенный в канале одного из зарядов, и несущий трос. В каналах остальных зарядов

размещены дополнительные пороховые шашки с центральным отверстием и продольными пазами на наружной боковой поверхности для прохода горячих газов. Это устройство позволяет размещать дюралюминиевые трубки с пиропатронами и пусковыми пиротехническими зарядами только в одном воспламенительном пороховом заряде, располагаемом в середине сборки, спускаемой в скважину. Воспламенение остальных рабочих зарядов в сборке происходит горячими продуктами горения воспламенительного заряда, прорывающимися по продольным пазам дополнительных пороховых шашек. Это позволяет уменьшить расходы дюралюминиевых трубок и пусковых воспламенителей, но увеличить при этом массу пороха при одной и той же длине генератора.

На основе этого изобретения разработан малогабаритный пороховой генератор давления ПГД.БК-100/50 диаметром 50мм, спускаемый в скважину через насосно-компрессорные трубы. Этот генератор применяют в тех случаях, когда дебит (приемистость) скважин после дополнительной перфорации или после применения известных методов интенсификации притока не изменился или возрос незначительно, и возникает необходимость провести повторную обработку прискважинной зоны пласта без глушения скважины и без подъема колонны насосно-компрессорных труб. Генератор применяют также для улучшения фильтрационных свойств горных пород в прискважинной зоне. Кроме того, генератор позволяет при необходимости закреплять образующиеся трещины путем закачки насосными агрегатами через насосно-компрессорные трубы песка с одновременным сжиганием пороховых зарядов. Технология разрыва пласта заключается в том, что с целью повышения эффективности разрыва путем закрепления трещин по всей их длине участок скважины против перфорированного интервала продуктивного пласта заполняют смесью жидкости разрыва с расклинивающим агентом, а пороховой заряд располагают и сжигают в неперфорированной части скважины над этой смесью.

В национальной лаборатории Сандия (США) разработаны “газовый метод” и устройство для разрыва пласта пороховыми газами [180]. Устройство содержит

поливинилхлоридную емкость, заполненную зерненным порохом, длина которой определяется толщиной обрабатываемой зоны пласта. Выше зарядной емкости расположена соединительная коробка, в которой помещены инициирующее устройство и приборы регистрации давления. Между зарядной емкостью и соединительной коробкой находится песчаная набивка, которая при быстром сгорании пороха сжимается и служит пакером, что ограничивает движение потока газообразных продуктов горения вверх во время разрыва пласта.

В [174] описана разработанная в США методика разрыва пласта в газовых скважинах, основанная также на использовании пороховых зарядов, которая позволяет управлять импульсами давления. Методика предусматривает обоснованный расчет оптимальной массы порохового заряда и соотношение содержащихся в нем пороховых частиц различных размеров и формы, что позволяет прогнозировать протяженность радиальных трещин. В конечном счете целью обработки пласта пороховыми газами является соединение непересекающихся природных трещин в пласте со скважиной, что позволяет увеличить ее продуктивность. Для этих целей разработано довольно сложное устройство, состоящее из порохового генератора, контейнеров с компонентами для образования цементного моста и программного взрывного модуля. Устройство спускается в скважину на кабеле. Газогенератор представляет собой заряд, состоящий из смеси двух типов зерненных порохов: одноканальный порох наружным диаметром зерна 1,4мм и семиканальный - наружным диаметром зерна 5мм, диаметры каналов - 0,33мм и 0,5мм соответственно. Порох помещен в контейнер из полихлорвиниловой трубы наружным диаметром 143мм, длиной 2,4 м. Зарядный контейнер имеет концевые алюминиевые крышки с резьбой, с помощью которой заряды могут соединяться друг с другом. Воспламенение пороха осуществляется по оси ленточным быстродействующим воспламенителем диаметром 13мм, что обеспечивает воспламенение зарядов по всей длине одновременно. Сверху генератора на некотором расстоянии расположены последовательно контейнеры с песком, песочно-цементной смесью и водой, а выше их - кабельная головка, в которую помещен программный взрывной модуль.

Газогенератор соединен с указанными контейнерами с помощью алюминиевой трубки, в которой расположены электрические проводники. При включении взрывного модуля через грузонесущий электрокабель сначала раскрывается стопорное устройство, расположенное между пороховым газогенератором и контейнером с песком. Затем с помощью специальных зарядов разрываются днища контейнеров, а содержащиеся в них песок и песчано-цементная смесь падают вниз, задерживаются стопорным устройством. Смоченная водой смесь затвердевает и создает цементный мост над газогенератором. Затем срабатывают пороховые заряды, создавая заданный импульс давления. Кривая горения (давление-время) такого газогенератора в скважинах, как правило, имеет волнообразный характер с нарастающей амплитудой. Общее время горения пороха составляет 0,8 – 1 мс, максимальное давление пороховых газов достигает 180 - 200 МПа.

В патенте США [117] предлагается устройство для стимулирования пласта, представляющего собой скважинный пороховой генератор давления, состоящий из двух зарядов. Первый верхний заряд изготавливается из зерненного пороха типа ДРП с высокоразвитой поверхностью горения, второй заряд изготавливается в виде шашки из баллиститного пороха с малой поверхностью горения. Верхний заряд заключен в герметичную оболочку, а пространство между зернами пороха заполнено маслом. Воспламенение верхнего заряда производится от осевого ленточного воспламенителя. Второй заряд воспламеняется при сгорании первого с верхнего торца. Первый заряд вырабатывает первоначальный импульс давления по величине, достаточный для разрыва пласта. Затем происходит некоторое падение давления за счет прорыва газов в образуемые трещины. За ним следует участок постоянного и протяженного во времени давления, получаемого за счет горения второго заряда, затем происходит второе падение давления до величины, равной гидростатическому давлению. При этом предполагается, что под действием давления продуктов горения второго заряда радиальные трещины увеличиваются по ширине и протяженности.

В монографии [163] представлена теоретическая модель термогазохимического воздействия (ТГХВ) на нефтесодержащие пласты с помощью продуктов горения пороховых аккумуляторов давления типа АДС. Обобщены экспериментальные результаты исследований, выполненных в добывающих и нагнетательных скважинах, по воздействию на пласты продуктами горения пороховых зарядов. В теоретической модели процесса рассматриваются три основных фактора: механический, тепловой и химический.

Механический фактор заключается в том, что при горении порохового заряда в интервале продуктивного пласта находящаяся в скважине и в пласте жидкость под избыточным давлением продуктов горения заряда вытесняется в пласт, расширяет естественные трещины, поровые каналы и создает новые трещины. Расчеты, проведенные для естественных условий на основе уравнения фильтрации жидкости в порово-трещинной среде с учетом инерции, показали, что максимальная протяженность остаточной вертикальной трещины при сжигании 100кг пороха в течение 5 секунд составляет 15 – 18м при ее ширине 5 – 7мм у стенки скважины.

Тепловой фактор заключается в выделении значительного количества тепловой энергии при горении пороха. Так, при сгорании 200кг пороха тепловая энергия, передаваемая жидкости и вмещающей породе, составляет около 1,0 МДж. Максимальная температура во фронте горения заряда достигает 3000 - 3500⁰С, однако за счет достаточно высокой теплопроводности колонны и скважинной жидкости температура среды на уровне стенки скважины, как показали расчеты, не превышает +350⁰С. Тепловое воздействие значительно отличается от обычного нагревания за счет чистой теплопроводности. При сжигании порохового заряда происходит импульсный характер выделения тепловой энергии. Перенос тепла совмещается с интенсивным движением нагретых жидкости и газообразных продуктов горения вглубь пласта. При этом горячие пороховые газы расплавляют выпавшие в процессе эксплуатации тяжелые компоненты нефти (смолы, парафин). С помощью сеточной модели массопереноса были решены уравнения нестационарного теплового поля с учетом

трехфазной среды. При обработке результатов моделирования получено распределение температуры в прискважинной зоне пласта при различных количествах сжигаемого пороха и времени его горения. Прогрев пласта в направлении от стенки скважины вглубь его оценивается в 10м [163], хотя правильнее в этом случае говорить о прогреве пластового флюида, а не матрицы породы-коллектора.

К основным достоинствам импульсных методов воздействия на ПЗП с применением скважинных твердотопливных газогенерирующих устройств относятся:

- возможность обеспечения широкого диапазона скоростей нагружения и разгрузки пород, слагающих продуктивные пласты при действии давления продуктов горения энергоносителей;
- возможность обеспечения в скважине в зоне обработки продуктивного пласта давления, позволяющего создать гидродинамическую связь скважины с пластом за счет образования и раскрытия трещин;
- возможность обеспечения более длительного времени барического воздействия на продуктивный пласт по сравнению с методами, где для воздействия на ПЗП используется энергия детонации или взрыва энергоносителя.

К основным недостаткам импульсных методов воздействия на ПЗП с применением скважинных твердотопливных газогенерирующих устройств следует отнести:

- наличие ограничений:
 - обсадная колонна в зоне обработки продуктивного пласта не должна иметь повреждений;
 - вблизи зоны обработки продуктивного пласта (200-250м) не должно быть незацементированных участков, сцепление цементного камня с колонной и горной породой должно быть качественным;
 - плотность перфорации должна быть не менее 20отв./м;
 - водоносные горизонты должны быть не ближе 15-20м от продуктивного пласта;

- возможность выброса жидкости из скважины, что приводит к необходимости понижения статического уровня жидкости в скважине до проведения импульсного воздействия;
- необходимость ограничения уровня максимального давления в скважине, образуемого при горении ВЭКС, для исключения деформирования, нарушения герметичности и целостности эксплуатационной колонны;
- непродолжительное время действия импульса давления:
 - не более 1с при обработке скважины по первой технологической схеме;
 - не более 20с при обработке скважины по второй технологической схеме;
- сложность прогнозирования параметров процесса трещинообразования и размеров трещин как по результатам расчетов, проводимых с использованием тех или иных физико-математических моделей, так и по результатам анализа обработок скважин с проведением гидродинамических исследований.

В результате теоретических и экспериментальных исследований процесса воздействия на ПЗП продуктами горения аккумуляторов давления типа АДС получено дифференциальное уравнение, описывающее характер изменения основных параметров процесса в стволе скважины с открытым устьем, а также получена формула для расчета давления в разных точках прискважинной зоны пласта по известным параметрам скважины и массе заряда [25,163].

В [12] рассмотрены процессы горения заряда типа ПГД.БК в скважине с учетом потерь энергии на движение жидкости, на нагрев ее и колонны обсадных труб. Приведены соотношения, пригодные для расчета заряда ПГД и давления, создаваемого им в скважине.

В [136] показано, что дополнительное давление, возникающее на забое скважины при горении пороховых зарядов, растет с увеличением массы заряда практически по линейному закону, тогда как гидростатическое давление скважинной жидкости с постоянной плотностью почти не оказывает на него влияния.

Первая серьезная попытка систематизировать статистический промысловый материал по результатам воздействия на ПЗП продуктами горения пороховых

зарядов сделана в 1981 - 1983г.г. специалистами института ПермНИПИнефть [171,172]. При этом собраны, проанализированы и обобщены данные по результатам ТГХВ за 1973 - 1980г.г. по 11 объединениям бывшего Миннефтепрома СССР. Оценены основные факторы воздействия, влияющие на изменение дебита обрабатываемых скважин. Рассмотрено более 1500 скважино-операций, по каждой из которых учитывались следующие данные: тип коллектора, суммарная вскрытая толща обрабатываемого пласта, суммарная масса сборок генератора, дебит до обработки и после нее, количество дополнительно добытой нефти, продолжительность притоков дополнительной нефти, процент успешности обработок. При этом по каждой скважине учитывается дебит не только в год проведения ТГХВ, но и в последующие годы. В результате анализа промысловых статистических материалов сделаны следующие выводы:

- успешность обработок ПЗП с помощью пороховых генераторов давления составляет 60 - 70%;
- оптимальная масса зарядов в расчете на 1м обработки скважины составляет 20 -25кг;
- при вскрытой толще пластов более 10м эффективнее последовательно сжигать по несколько пороховых зарядов. В зоне слабосцементированных коллекторов целесообразно производить сжигание единичных зарядов небольшой массы;
- более эффективно проведение ТГХВ в сочетании с ингибиторами отложений солей, с кислотами и с растворителями отложений парафина.

В [13] приведена система алгебраических и дифференциальных уравнений, описывающих процессы, сопровождающие горение трубчатого порохового заряда в скважине, заполненной жидкостью. Сопоставление результатов расчетов на ЭВМ с экспериментальными данными подтверждает возможность использования предложенной математической модели для описания процесса горения порохового заряда в скважине.

В [137,150] рассмотрены теоретические исследования механизма действия импульса давления пороховых газов на горные породы с целью повышения

эффективности использования пороховых генераторов давления на основе ВЭКС в скважинах. Предлагается с их помощью создавать в ПЗП скважины давление, которое вдвое превышало бы горное давление. При этом скважинная жидкость и часть пороховых газов способны глубоко проникать в пласт, развивая систему трещин в породе. Одновременное же увеличение времени горения заряда за счет изменения состава пороха и формы зарядов создают условия для перераспределения напряжений в прискважинной зоне пласта в процессе развития трещин. Эффективность предложенной технологии подтверждена промысловыми испытаниями в скважинах. Излагается теоретическая модель процесса образования трещин при сжигании генераторов давления в скважинах. Исходя из конечной скорости развития трещин разрыва, составляющей 0,4 скорости звука в горной породе, можно предположить наличие связи эффективности разрыва пласта давлением пороховых газов и формой воздействующего импульса давления. С целью учета изменения формы импульса в результате потерь давления в стволе скважины и в продуктивном пласте при развитии трещин построена теоретическая модель процесса адиабатического расширения газообразных продуктов горения порохового заряда.

1.4. Использование жидких горюче-окислительных составов для импульсного воздействия на прискважинную зону пласта

По сравнению с твердыми топливами жидкие энергоносители (горюче-окислительные составы - ГОС) обладают тремя важнейшими преимуществами, а именно, возможностью:

- обработки сплошного и достаточно протяженного интервала скважины и, как следствие, получения существенно более продолжительного импульса давления;
- оперативного регулирования соотношений между компонентами ГОС перед закачкой в скважину и величины максимального давления в зоне обработки;

- получения непосредственно на месте применения реакционно-способных высокоэнергетических композиций из компонентов, которые в обычных условиях являются взрыво- и пожаробезопасными.

В зоне горения горюче-окислительного состава температура поднимается до $+1000^{\circ}\text{C}$ и более, а избыточное давление составляет 40 - 60 МПа, если существует достаточная связь скважины с пластом (например, через перфорационные каналы). При отсутствии такой связи избыточное давление может составить 90 - 100 МПа, что может привести к необратимым деформациям и разрушению колонны и цементного камня.

Продолжительность положительной фазы импульса создаваемого давления для разработанных составов составляет 5 – 10 сек, в зависимости от термобарических условий в скважине и количества ГОС. Продукты горения, как и при использовании твердотопливных генераторов давления, оказывают комплексное механическое, тепловое и физико-химическое воздействие на скважину и пласт.

Механическое воздействие способствует образованию в прискважинной зоне пласта одной или нескольких трещин и разрушению водонефтяных барьеров. Кроме того, под воздействием протекающих низкочастотных колебаний давления с амплитудой до 5 - 10 МПа происходит очистка прискважинной зоны от песчано-глинистых частиц.

Расчеты показывают, что для типичных коллекторов нефти и газа протяженность образовавшихся трещин составляет 25 – 30 м с величиной раскрытия 2 – 4 мм.

Несмотря на то, что температура горения баллиститных порохов выше температуры горения ГОС и достигает $+2000 - 2500^{\circ}\text{C}$, важно иметь в виду, что маловязкий ГОС полностью заполняет сечение скважины, в то время как площадь сечения твердотопливных газогенерирующих устройств (ПГД) не превышает половины сечения скважины. В результате температура пороховых газов на выходе из перфорационных отверстий составляет $+500 - 700^{\circ}\text{C}$, т.е. в 1,5 - 2 раза ниже температуры продуктов горения ГОС [29].

Результаты анализа показывают, что вклад физико-химического фактора воздействия продуктов горения твердых топлив (ВЭКС) и ГОС на ПЗП невелик, основным фактором, определяющим степень эффективности геолого-технического мероприятия является механическое воздействие продуктов горения, приводящее к образованию трещин в прискважинной зоне пласта.

Существуют способы разрыва пласта с помощью двух или многокомпонентных топливных смесей с окислителем.

Метод увеличения проницаемости пласта, предложенный в [98], заключается в закачке в пласт перекиси водорода со стабилизирующим агентом - аминотриметиленфосфорной кислотой. При контакте с породой стабилизирующий агент вступает в реакцию с металлическими элементами пласта и вызывает разложение перекиси водорода. При этом повышается температура и давление, что приводит к образованию трещин. Концентрация перекиси водорода в этом растворе подбирается в зависимости от характеристик пласта, его трещиноватости и пористости, как правило, в пределах 30-90%.

Здесь же предложен способ управляемого импульсного разрыва пласта путем совместного использования пороховых зарядов и раствора перекиси водорода. При этом утверждается, что использование пороховых зарядов для импульсного разрыва пласта приводит к образованию трещин длиной до 15м от ствола скважины, в то время как природные трещины, содержащие углеводороды, часто располагаются на расстоянии примерно 23-25м от ствола скважины. Поэтому использование предлагаемого способа позволяет осуществить пересечение или связь природных трещин на расстояниях между ними гораздо больших, чем было возможно достичь за счет применения только пороховых зарядов.

Согласно предлагаемому способу, сначала производят импульсный разрыв пласта с помощью пороховых зарядов по методике, описанной в [136,150]. Затем для увеличения протяженности радиальных трещин, полученных при сгорании пороховых зарядов, в скважину вводят стабилизированный раствор перекиси водорода. Сверху раствора устанавливают пороховой заряд и сжигают его. За счет

избыточного давления пороховых газов жидкость, находящийся под зарядом, нагнетается в трещины пласта. При входе в пласт стабилизатор перекиси водорода распадается в результате реакции с металлом, содержащимся в породе. После распада стабилизирующего агента начинает распадаться и перекись водорода, создавая избыточное давление в трещине, которое приводит к ее удлинению. Если при последующем контроле установлено, что при такой обработке не удалось достичь пересечения природной трещины с радиальными трещинами, то в них закачивается жидкое взрывчатое вещество с заданным удалением от ствола скважины и подрывается известным способом, что приводит к дополнительному трещинообразованию.

Технология работ по обработке ПЗП сжиганием в скважине вязкопластичных горюче-окислительных составов типа ГОС-I, ГОС-II и ГОС-X на основе перхлората аммония и трансформаторного масла предусматривает закачку смеси в заданный интервал скважины через насосно-компрессорные трубы с последующим спуском генератора давления для воспламенения ГОС. Промышленное опробование метода обработки ПЗП с помощью вязкопластичных ГОС в скважинах Западно-Тэбукского месторождения в объединении “Коминнефть” в 1974-1977г.г. дало устойчивое (в течение 1,5 - 3 лет) повышение притоков нефти в 1,5 – 5 раз.

Положительные результаты получены также и фирмой Sandia (США) при проведении опытных обработок скважин продуктами горения гелеобразного топлива - аналога смеси ГОС-X [179].

Однако указанные горюче-окислительные составы обладают рядом недостатков, которые ограничивают их широкое применение. Они представляют собой гетерогенные смеси, не имеющие физической однородности по массе: твердая фаза при хранении выпадает в осадок. Для повышения однородности требуется увеличивать вязкость смеси, что приводит к затруднению закачки ГОС через НКТ. Технология закачки их сложна и занимает много времени. Кроме того, эти смеси обладают высоким уровнем пожаро- и взрывоопасности.

По мнению американских специалистов, для снижения опасности закачки в скважину и обеспечения возможности задавливания в пласт подобные составы должны иметь не только высокие энергетические характеристики, но и обладать устойчивостью к ударам, теплу и иметь низкую вязкость (1сП и ниже). Так, предлагается производить разрыв пласта с помощью жидкого ракетного топлива, спускаемого в заданный горизонт скважины в контейнерах [118]. При этом интенсивность и направленность трещин предполагается регулировать, изменяя характеристики и массу топлива, используя различную геометрию контейнеров и интервалы их установки в стволе скважины.

В [119] приведен способ воздействия на продуктивный пласт через открытый ствол скважины с помощью жидкого горюче-окислительного состава, приготавливаемого в скважине. Для осуществления этого способа сначала в скважину сбрасывают или спускают на кабеле запальное устройство. Затем поочередно закачивают или заливают горючее или окислитель. В заданное время срабатывает запальное устройство и воспламеняется ГОС. Ввиду наличия в стволе скважины жидкости, поступившей из пласта, реакция горения ГОС замедляется, благодаря чему повышается время термобарического воздействия продуктов горения на пласт и, следовательно, повышается эффективность обработки.

В [51,166] изложены результаты исследований возможности создания безопасных маловязких горюче-окислительных составов для обработки продуктивных пластов. В качестве окислителя в этих составах используется раствор нитрата аммония, а в качестве горючего компонента - водорастворимые органические соединения, имеющие широкую сырьевую базу (фенол, глицерин и др.). Многочисленные стендовые и скважинные испытания подтвердили перспективность разработки и использования таких ГОС. Для повышения энергетических характеристик в водорастворимые ГОС на основе нитрата аммония предложено вводить добавки тонко измельченного нитроцеллюлозного пороха, обеспечивающего получение устойчивой суспензии.

В патенте США [116] предлагается метод добычи тяжелой нефти, предусматривающий влажное горение угольной пульпы в специальной камере, образованной в продуктивном интервале скважины с помощью взрыва. До забоя скважины опускают и цементируют обсадную колонну, после чего разбуривают цементную пробку. Затем в нижнюю часть скважины опускают заряд взрывчатого вещества, за счет детонации которого образуют подземную камеру диаметром до 3м, высотой до 27м. В нижнюю часть этой камеры опускают две трубы, одна из которых используется для закачки пульпы, другая для подачи окислителя или смеси его с воздухом. Затем над продуктивной зоной ставят пакер и поджигают угольную пульпу. Влажное горение угля происходит при температуре 150-370⁰С при давлениях и диапазоне от 2,1 до 21МПа. В данном случае вода является катализатором окисления угля. При горении пульпы весь образующийся пар и продукты горения угля поступают в продуктивную зону пласта, создают в нем систему трещин и размягчают тяжелые фракции нефти, повышая тем самым проницаемость пласта.

В 80-х годах появилось несколько патентов и публикаций по разработке газообразных горюче-окислительных составов для обработки продуктивного нефтяного пласта. Так, в патенте Австрии [115] предлагается использовать газовую смесь, состоящую из метана, этана и кислорода, приготавливаемую на поверхности. Эту смесь закачивают через нагнетательную скважину в пласт, где она реагирует с тяжелой нефтью, образуя первоначальный очаг внутрипластового горения.

В [50] описана конструкция глубинного скважинного парогазогенератора совместной разработки НПО “Союзпермнефть” и Ленинградского механического института. В качестве газообразного ГОС в этом устройстве используются смеси, состоящие из природного газа и воздуха. Подробно исследованы режимы воспламенения смесей с помощью запальных устройств двух типов: акустического и электроискрового.

В гидродинамических импульсных генераторах для очистки прискважинной зоны эксплуатационных и нагнетательных скважин в качестве горюче-

окислительного состава используется водородно-кислородная смесь. Генератор предназначен для скважин с минимальным диаметром 127мм глубиной до 2000м.

В [152] представлен аналитический обзор ряда современных базовых патентов США, посвященных созданию парогазогенераторов, основанных также на использовании газообразных горюче-окислительных составов. Основной принцип устройств этих газогенераторов аналогичен конструкциям, описанным в [50]. Наиболее часто в этих устройствах в качестве горючего компонента используется водород, при сгорании которого образуется чистый пар, что создает наиболее благоприятные условия для охраны окружающей среды. Другими, приемлемыми с этой точки зрения, видами горючего являются аммиак, метан, пропан. Однако в некоторых патентах предлагается использовать дизельное топливо и даже нефть. Преимущество использования однокомпонентного горючего заключается в том, что процесс его подготовки сводится только к очистке от механических примесей, не требует прогрева, а также в том, что параметры процесса горения такого топлива и состав продуктов горения строго однозначны.

В качестве окислителя в рассмотренных патентах США используется кислород или воздух. Применение кислорода в качестве окислителя позволяет получать горюче-окислительную смесь с заданными термодинамическими и химическими свойствами: высокой энтальпией, заданной концентрацией углекислого газа. Однако практическое использование чистого кислорода в скважинных генераторах осложняется опасностью работы с ним и сложностью его получения в больших количествах непосредственно на промыслах.

В некоторых патентах США предлагается использовать в качестве системы питания шлангокабель, в котором размещаются линии транспорта горючего, окислителя, охлаждающего агента и электрической связи генератора с наземным оборудованием.

Для скважин глубиной от 760м до 1900м в США фирмой Sandia применяются главным образом парогазогенераторы с забойной камерой сгорания, основные преимущества которых заключаются в следующем:

- исключаются путевые потери тепла, величина которых становится преобладающей характеристикой энергетического баланса на глубинах 600 – 760 м;

- нефтяной пласт является утилизатором продуктов горения горюче-окислительных смесей;

- растворенные в нефти продукты сгорания улучшают фильтрационные характеристики нефти, могут выступать в качестве газа-носителя при фонтанной эксплуатации скважин.

Недостатком описанных газогенераторов, основанных на использовании газообразных горюче-окислительных смесей, является ограниченность их применения по глубине скважин. Наиболее современные забойные парогазогенераторы рекомендуются только для скважин глубиной не более 2000 м.

Глава 2. Обоснование и разработка комплекса технических средств на основе взрывчатых материалов и высокоэнергетических конденсированных систем для создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом

2.1. Обоснование разработки и основные характеристики технических средств импульсного воздействия на прискважинную зону пласта

Технологии газодинамического воздействия на пласт являются наиболее универсальным, так как с их помощью удастся реализовать в достаточной степени достоинства всех перечисленных в первой главе методов[168].

Горение заряда из ВЭКС в режиме, позволяющем сохранить целостность эксплуатационной колонны, является эффективным средством воздействия на породу в ПЗП и должен совершенствоваться. Для этого взрывное горение должно быть организован так, чтобы формировать вокруг скважины сильно разветвленную систему трещин, способных к дальнейшему развитию при дополнительных силовых нагрузках. Управлять разуплотнением среды можно количеством и характеристиками ВЭКС (площадь поверхности горения, скорость горения, плотность топлива, масса заряда и т.д.), расположением зарядов в генераторе и порядком, а так же способом их инициирования. Характер и интенсивность такого нагружения должны определяться способностью пород-коллекторов к дилатансии.

При подготовке скважины к работам по интенсификации приходится, как правило, производить повторную ее перфорацию кумулятивными зарядами (реперфорация), что приводит к снижению прочности связи эксплуатационной колонны и цементного камня из-за его частичного разрушения. Это обстоятельство ограничивает выбор скважины для газодинамического воздействия на пласт и приводит к большим затратам материальных ресурсов.

Разрыв во времени между перфорацией скважины и обработкой ПЗП генераторами давления достигает обычно нескольких часов и даже суток, что существенно снижает успешность работ (до 50-65%), а в отдельных случаях приводит к отрицательным результатам.

Одним из путей решения проблемы является использование энергии горения зарядов из ВЭКС в сочетании с энергией кумулятивных зарядов для импульсной газодинамической обработки ПЗП.

Такая комплексная технология позволяет практически одновременно, в процессе одной спускоподъемной операции в скважине, производить вторичное вскрытие пласта кумулятивной перфорацией, осуществлять газодинамическую очистку перфорационных каналов и газодинамический разрыв пласта с образованием сетки трещин в ПЗП.

Импульсные методы воздействия на ПЗП с применением скважинных твердотопливных газогенерирующих устройств сопровождаются разрушением продуктивного пласта. Принимая во внимание динамику нагружения продуктивного пласта, процесс разрушения в общем случае можно разделить по степени его локальности на две основные стадии:

- разрушение, появляющееся на начальном этапе импульсного воздействия, характеризуемое деформированием пласта при высоких градиентах нарастания давления;
- разрушение, характеризуемое развитием (ростом) сформировавшихся в пласте трещин.

Для изучения этих различающихся процессов разрушения необходимо привлекать разные методы и модели физики и механики деформируемого твердого тела с целью адекватного их описания.

Силовое воздействие на ПЗП при высоких градиентах нарастания давления относится к взрывному воздействию, если оно характеризуется следующими параметрами [22,138]:

- высокой скоростью нарастания давления в скважине ($10^6 - 10^7 \text{ МПа/с}$) и соответственно коротким временем участка нарастания давления ($\tau = 10^{-5} \dots 10^{-6} \text{ с}$);
- высоким значением амплитуды импульса давления, намного превышающим горное давление;
- малой продолжительностью импульса давления (общая длительность положительной фазы импульса давления составляет $10^{-3} \dots 10^{-2} \text{ с}$).

Схема разрушения горной породы при взрывном воздействии представлена на рис.2.1 [160,132].

Силовое (взрывное) воздействие на ПЗП при высоких градиентах нарастания давления включает в себя четыре этапа:

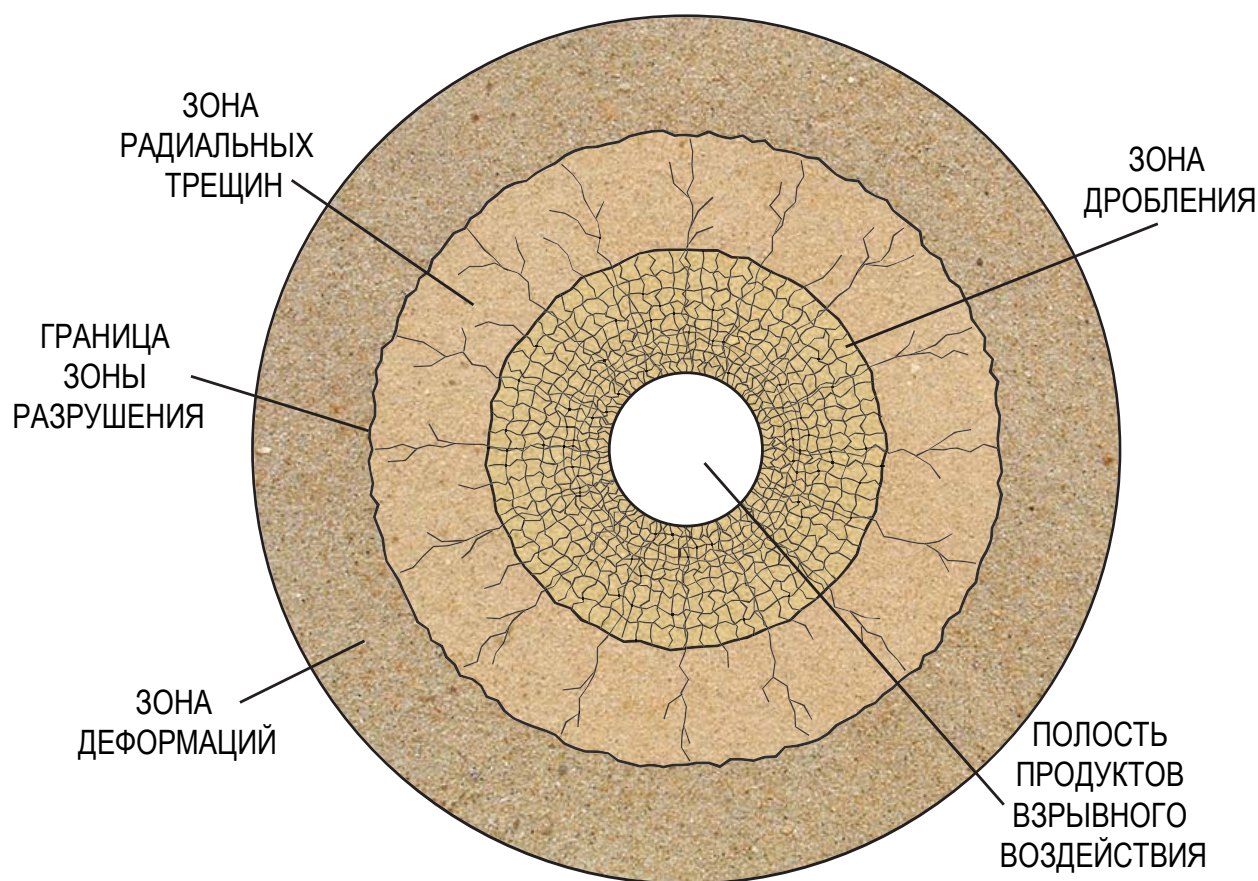


Рис. 2.1. Схема разрушения горной породы при взрывном воздействии.

а) **Первый этап** - горная порода считается жидкостью до тех пор, пока давление на границе «продукты взрывного воздействия – горная порода» не уменьшится до величины порядка прочности частиц породы. Принимается, что расширение полости продуктов взрывного воздействия в горной породе происходит как в идеальной уплотняющейся во фронте волны жидкости. За фронтом волны жидкость считается несжимаемой.

б) **Второй этап** - по уплотняющейся горной породе распространяется ударная волна, которая дробит горную породу, образуя зону дробления. Раздробленная горная порода движется между продуктами взрывного воздействия и фронтом

ударной волны. Давление во фронте ударной волны превышает предел прочности породы на сжатие.

в) **Третий этап** начинается с момента, когда скорость фронта разрушения становится меньше скорости фронта ударной волны. Образуется зона радиальных трещин.

г) **Четвертый этап** - с момента остановки границы зоны разрушения и охватывает распространение упругих волн. Излучение упругих волн осуществляется внешней границей зоны разрушения (зоны радиальных трещин).

Физико-математическое описание процессов, происходящих на каждом этапе данного силового воздействия, позволяет рассчитать радиусы каждой из зон для различных типов горных пород. Радиус зоны разрушения находится в пределах от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров и, как правило, не выходит за пределы непосредственно прилегающей к скважине зоны пласта с ухудшенной проницаемостью.

Импульсные методы воздействия на ПЗП с применением ВЭКС, работающих в режиме нормального послойного горения, по физической сущности режима нагружения занимают промежуточное положение между гидроразрывом пласта и взрывным воздействием на пласт [138] (таблица 2.1.).

Режимы нагружения продуктивного пласта

Таблица 2.1

Вид воздействия на продуктивный пласт	Режим нагружения	Значение скорости нарастания давления, действующего на продуктивный пласт, МПа/с
Гидроразрыв	квазистатический	$\leq 10^2$
Импульсное воздействие с применением ВЭКС, работающих в режиме горения	динамический	$10^2 - 10^6$
Взрыв	динамический	$\geq 10^6$

При импульсных методах воздействия с применением ВЭКС, работающих в режиме горения, в продуктивном пласте отсутствует зона дробления и

образуются более длинные по сравнению с взрывными воздействиями многочисленные вертикальные трещины, распространяющиеся радиально из скважины.

Схема разрушения горной породы с применением ВЭКС, работающих в режиме нормального послойного горения, представлена на рис.2.2 [175,132].

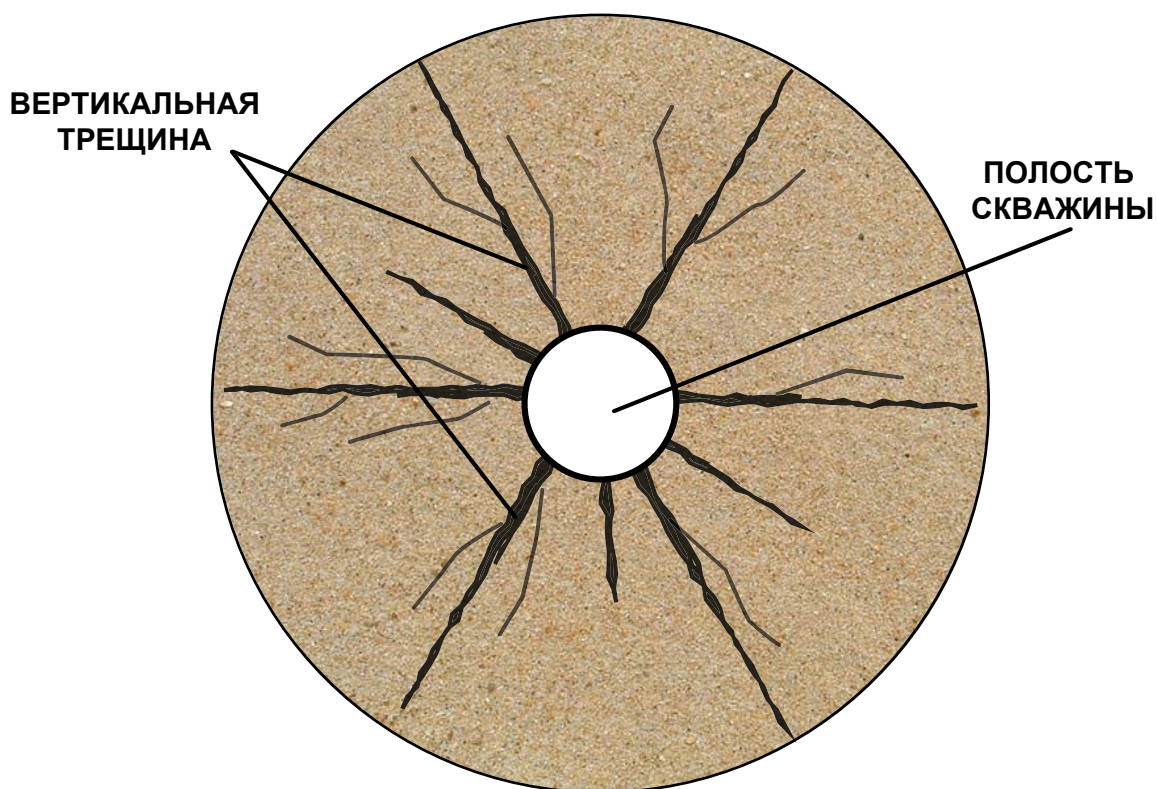


Рис.2.2. Схема разрушения горной породы с применением ВЭКС

Известно [92], что разрушение материалов происходит при напряжениях на порядок меньших теоретической прочности σ_c :

$$\sigma_c = \frac{E}{2\pi} \approx 0,1E , \quad (2.1)$$

где E – модуль Юнга материала.

Снижение прочности объясняется наличием дефектов в материале: трещин, пор, включений и других концентраторов напряжений. Одно направление учета наличия дефектов заключается в изучении различных непрерывных распределений дефектов. Это изучение сопровождается введением функций,

определяющих степень поврежденности, и добавлением этих функций к характеристикам сплошной среды. Другое направление учета наличия дефектов заключается в изучении напряженно-деформированного состояния среды в окрестности изолированных особых точек (например, в вершинах трещин). В большинстве случаев ориентируются на двумерные задачи и рассматривают только хрупкое разрушение, то есть материал считают идеально упругим вплоть до разрыва. При рассмотрении хрупкого разрушения используются различные критерии разрушения, преимущественно [92]: энергетический критерий Гриффитса, силовые критерии Ирвина, Баренблатта и Новожилова и деформационный критерий Леонова-Панасюка-Дагдейла.

2.2. Критерии разрушения идеально упругого изотропного материала

2.2.1. Энергетический критерий разрушения Гриффитса

Концепция Гриффитса характеризуется следующими постулатами, полученными при рассмотрении задачи о всестороннем растяжении бесконечной упругой плоскости с конечным прямолинейным разрезом:

- 1) вводится поверхностная энергия разрушения и критерий хрупкого разрушения

$$\Delta U + \Delta \Pi = \Delta A, \quad (2.2)$$

Где ΔU – изменение упругой энергии при переходе от первого состояния трещины ко второму;

$\Delta \Pi$ – изменение поверхностной энергии трещины: $\Pi = 4\gamma l$, где γ - работа, необходимая для образования единицы свободной поверхности трещины (называется также удельной поверхностной энергией и рассматривается как константа материала), l – полудлина трещины;

ΔA – работа внешних сил.

В случае плоской деформации критическое значение нагрузки (напряжение разрушения) p^* (σ_c) определяется формулой [51,54]:

$$p^* = \sigma_c = \sqrt{\frac{2 E \gamma}{\pi (1 - \nu^2) l}} \quad (2.3)$$

где ν - коэффициент Пуассона материала;

- 2) в качестве математической идеализации плоской трещины рассматривается узкий эллиптический вырез в предположении, что отношение малой оси эллипса к большой существенно меньше единицы;
- 3) разрушение материала происходит вдоль площадки, на которой нормальное растягивающее напряжение достигает критического значения (этот постулат известен также как условие нормального отрыва).

Энергетический подход Гриффитса является наиболее строгим в части оценки общей площади трещин разрыва при определенных затратах энергии, но не дает ответа на вопрос о конфигурации трещин.

2.2.2. Силовые критерии разрушения Ирвина, Баренблатта и Новожилова

Критерии Ирвина, Баренблатта и Новожилова связывают хрупкое разрушение с напряженным состоянием в вершине трещины, отсюда название – силовые критерии.

При использовании критерия Ирвина обращается внимание не на изменение энергии всего тела, а на распределение напряжений в окрестности вершины трещины. При решении задачи об одноосном растяжении плоскости, ослабленной щелью, получено:

- трещина не распространяется при $k_1 < k_1^*$;
- трещина начинает распространяться при $k_1 = k_1^*$.

Здесь k_1^* - постоянная материала, k_1 – коэффициент интенсивности напряжений, являющийся функционалом от внешней нагрузки.

Известно [92], что линейная теория упругости в задаче о растяжении плоскости, ослабленной конечным разрезом, дает значение угла раскрытия трещины, равное π . Более «физичным» представляется плавное смыкание берегов трещины, то есть значение угла раскрытия, равное нулю. Это соображение позволило Баренблатту ввести в концевой зоне трещины силы сцепления, оставаясь в рамках линейной теории упругости. В работе [7] сформулированы следующие постулаты:

- 1) берега трещины смыкаются плавно и конфигурация концевой зоны не меняется при развитии трещины;
- 2) в малой зоне у вершины трещины действуют силы сцепления;
- 3) напряжения в окрестности вершины трещины конечны.

Критерий Баренблатта имеет вид:

$$\sqrt{\pi l} \cdot k_1 = \sqrt{2l} \cdot K, \quad (2.4)$$

где

$$k_1 = p\sqrt{\pi l} \text{ при } p = \text{const};$$

K – коэффициент сцепления, являющийся постоянной материала.

В работе Баренблатта [7] предложено новое механическое видение задачи: по Гриффитсу берега трещины свободны от напряжений, по Баренблатту – в малой зоне вблизи вершины трещины вводятся силы сцепления, с помощью которых осуществляется «подправление» классической механики твердого деформируемого тела.

В работах [94,95] дана трактовка появления трещин в сплошной среде как перехода среды из одной формы равновесного состояния в другое. В силовом критерии Новожилова требования конечности напряжений в вершине трещины заменяется условием, характеризующим критическое состояние среды:

$$\frac{1}{r_0} \cdot \int_0^{r_0} \sigma_{yy} dx = \sigma_c, \quad (2.5)$$

где

r_0 – межатомное расстояние (или другой параметр среды);

σ_{yy} – напряжения, нормальные к берегам трещины;

σ_c – теоретическая прочность среды.

Для применения энергетических и силовых критериев разрушения необходимо знать критическую величину притока энергии в зону трещины или критические значения параметров напряженного состояния в окрестности вершины трещины, при достижении которых начинается разрушение. Несмотря на разницу подходов,

как отмечается в работе [92], и энергетический и силовые критерии приводят к близким значениям величин разрушающей критической нагрузки.

2.2.3. Деформационные критерии разрушения

Другую группу критериев образуют деформационные критерии разрушения. Проверка по деформационному критерию состоит из определения деформаций вблизи вершины трещины и сравнение полученных значений с критическими. При достижении деформациями критических значений начинается разрушение. Эффективность деформационных критериев основана на возможности экспериментальным путем достаточно точно определять деформации вблизи вершины трещины.

Наиболее известным деформационным критерием является критерий Леонова-Панасюка-Дагдейла. Указанный критерий выводится из рассмотрения упругой плоскости с разрезом (рис. 2.3) [92].

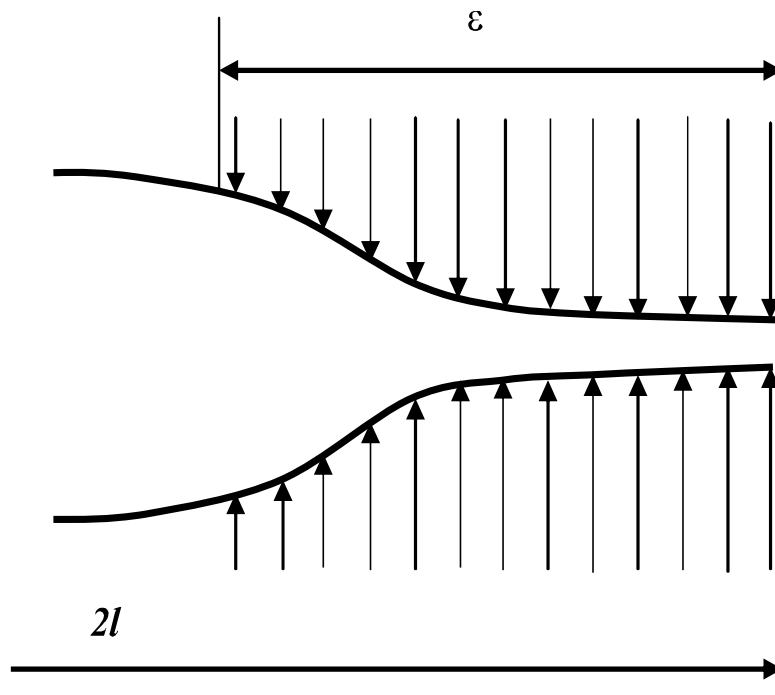


Рис. 2.3. Схема упругой плоскости с разрезом.

В зоне $(l - \varepsilon) \leq |x| \leq l$ берега трещины притягиваются с силой σ_c , причем берега трещины в концевой зоне взаимодействуют, если расстояния между ними меньше δ_k ; при расстоянии, большем δ_k , взаимодействие отсутствует. Постоянная δ_k есть постоянная материала. Длина концевой зоны ε определяется из условия ограниченности напряжений в вершине трещины. Трещина распространяется, если ее раскрытие достигает критического значения δ_k .

Представленные критерии Гриффитса, Ирвина, Баренблатта, Новожилова и Леонова-Панасюка-Дагдейла являются полезными для изучения процесса трещинообразования при импульсном воздействии на продуктивный пласт, так как могут быть использованы для формулировок условий, определяющих образование и раскрытие трещин.

2.3. Типы трещин в горной породе

В работе [57] с учетом основ линейной механики разрушения рассмотрены основные положения, модели и критерии механики макротрещин, в которых не учитываются механизмы микроразрушения. Выражения для напряжений в упругом изотропном теле под действием внешних усилий могут быть получены из решения плоской задачи теории упругости о растяжении бесконечной плоскости со сквозной трещиной. Общий вид выражений для поля напряжений имеет вид:

$$\sigma_{ij} = \left(\frac{K}{\sqrt{2\pi r}} \right) \cdot f_{ij}(\theta) + \text{регулярные члены}, \quad (2.6)$$

где

σ_{ij} – тензор напряжений; K – коэффициент интенсивности напряжений;

r и θ – координаты точки в полярной системе координат (см. рис.2.4);

f_{ij} – безразмерная функция угла θ ($i, j = x, y$).

Регулярные члены характеризуют напряжения вдали от вершины трещины и определяются соответствующими граничными условиями. Напряжения вдали от вершины трещины принимают конечные значения и зависят от приложенных к телу внешних напряжений σ .

Существует три типа трещин в зависимости от типа нагружения или смещения точек поверхностей трещины относительно друг друга под действием внешней нагрузки:

- первый – трещина нормального отрыва, когда смещение точек поверхности трещины под действием нагрузки происходит в направлении, перпендикулярном плоскости трещины; трещина имеет тенденцию к раскрытию;
- второй – трещина поперечного сдвига, когда точки поверхности трещины смещаются поперек фронта трещины (передней кромки трещины);
- третий – трещина продольного сдвига, когда точки поверхности трещины смещаются вдоль фронта трещины.

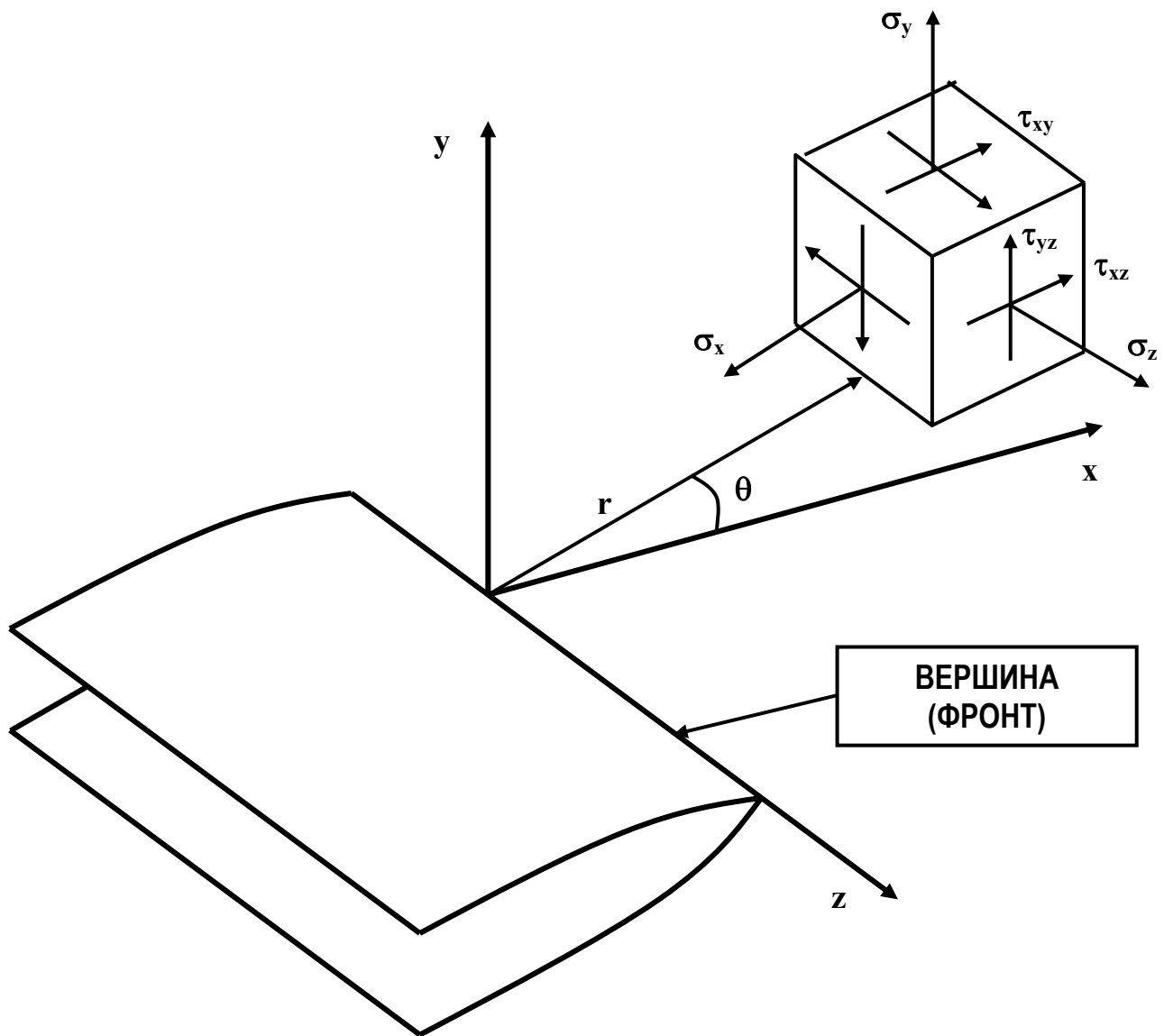


Рис.2.4. Схема расположения трещины в полярной системе координат и компоненты напряжений у вершины трещины.
 σ - нормальные напряжения; τ - касательные напряжения.

Тело с трещиной может находиться под действием одного из типов нагружения или их комбинации.

Продолжительность импульсного воздействия на ПЗП с применением ВЭКС, работающих в режиме нормального горения, не превышает двадцати секунд и фильтрация рабочего тела в продуктивный пласт в течение этого времени будет незначительной. В этом случае можно утверждать, что на ПЗП воздействует нефилтрирующееся рабочее тело и продуктивный пласт, примыкающий к скважине, под действием давления будет разрушаться аналогично

толстостенному сосуду - по образующей, то есть в продуктивном пласте будет иметь место как минимум одна вертикальная трещина.

При импульсном воздействии на ПЗП с применением ВЭКС, работающих в режиме нормального послойного горения, распространение (рост) вертикальных трещин происходит под действием давления рабочего тела, задавливаемого из скважины в пласт. Согласно схеме, представленной на рис.2.5, при импульсных воздействиях на ПЗП с применением ВЭКС, работающих в режиме нормального послойного горения, образующиеся вертикальные двусторонние трещины относятся к трещинам нормального отрыва.

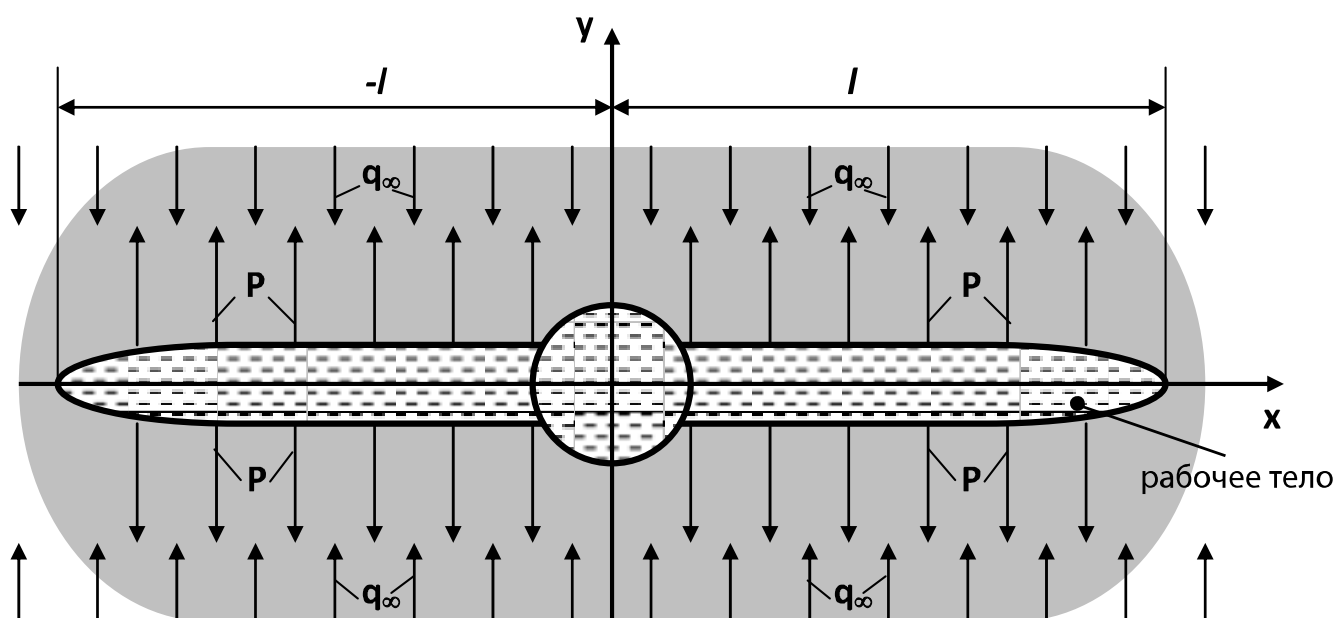


Рис.2.5. Схема действия давления рабочего тела на стенки вертикальной двусторонней трещины.

P - давление рабочего тела на стенки трещины; **q_∞** - боковое горное давление; **l** - полудлина трещины.

Поле напряжений в окрестности вершины трещины и характеристики сопротивления материала горной породы разрушению определяют траекторию (направление распространения) трещины при достижении горной породой критического состояния. При этом принимаются следующие очевидные гипотезы [57]:

- трещина распространяется из вершины в направлении радиуса ее скругления;
- направление роста трещины перпендикулярно направлению действия наибольших растягивающих напряжений.

С учетом указанных гипотез показано, что при симметричном нагружении тела (упругой изотропной горной породы) исходная прямолинейная трещина сохраняет направление распространения. При известном коэффициенте интенсивности напряжений K можно рассчитать компоненты напряжений, деформаций и перемещений в окрестности вершины трещины как функции расстояния r и угла θ .

При газодинамическом нагружении спад давления в скважине происходит в форме пульсации репрессивно-депрессивных воздействий в течение времени, значительно превышающего время горения топливных систем. В результате пласт подвергается механическому, термическому и физико-химическому воздействию.

Механическое воздействие создает в прискважинном массиве разветвленную систему остаточных трещин протяженностью от 1,5 до 30м и более, производит разрушение водонефтяных барьеров, очистку прискважинной зоны от продуктов химических реакций и песчано-глинистых частиц. Образующиеся при этом трещины не требуют закрепления.

2.4. Характеристики объектов для разработки техники и технологий импульсного воздействия на прискважинную зону пласта

Для принятия решения о проведении работ, выбора объекта для обработки и составления плана работ целесообразно выполнить следующие исследования:

- определить техническое состояние колонны обсадных труб, фактический интервал первоначальной перфорации, наличие и расположение затрубного цементного камня, качество сцепления его с обсадными трубами и горной породой;

- по возможности, выявить соотношение фильтрационных свойств горных пород в прискважинной зоне пласта, определить радиус зоны ухудшенной проницаемости и профиль притока (поглощения) флюида;

- определить положение межфлюидных контактов и характер насыщения пласта, по результатам выполненных геофизических исследований выявить участки пласта, обладающие наибольшей пористостью и трещиноватостью, с минимальной глинистостью.

Объекты, вскрываемые перфорацией и подвергаемые воздействию продуктов горения зарядов ВЭКС, характеризуются следующими свойствами.

По фильтрационно-емкостным свойствам породы подразделяются на три категории, в каждой из которых выделяются две группы пород: проницаемые и пониженной проницаемости ($K_{np} \leq 10^{-2} \text{ мкм}^2$).

I категория - песчано-алевролитовые породы, слабо уплотненные с преимущественно глинистым цементом и пористостью $K_n \geq 15\%$, а также карбонатные породы с пористостью $K_n \geq 12\%$.

II категория - уплотненные песчано-алевролитовые породы с кварцевым и карбонатно-глинистым цементом, карбонатные породы, аргиллиты и другие породы, в которых трещиноватость отсутствует, а пористость для терригенных пород в пределах $10\% \leq K_n < 15\%$, для карбонатных пород $8\% \leq K_n < 12\%$.

III категория - сильно уплотненные песчаники, алевролиты, известняки, доломиты, мергели, аргиллиты и другие породы, в том числе с развитой трещиноватостью при пористости матрицы терригенных пород $K_n < 10\%$, а карбонатных пород $K_n < 8\%$.

По строению объекты для воздействия подразделяются на сложенные породой постоянного литологического состава и имеющие одинаковую степень уплотнения, их границы, как правило, уточняются по данным ГИС и

неоднородные объекты, сложенные породами различного литологического состава или одного состава, но с различной степенью уплотнения (окварцевания, глинизации и т.п.). К ним относят (по ГИС) объекты, в которых пористость, глинистость, проницаемость изменяются более чем в 1,3 раза. Выделяют кроме того приконтактные зоны пластов - зоны, отстоящие по вертикали от межфлюидальных разделов менее чем на 5м.

По температуре объекты подразделяются на четыре группы: до +100, до +170, до +200 и более +200⁰С.

По гидростатическому давлению - четыре группы: до 70, до 100, до 120 и более 120МПа.

По конструктивным особенностям скважины - на две группы: с одной обсадной колонной, с двумя и более обсадными колоннами.

По величине максимального зенитного угла скважины подразделяются на две группы: менее 0,7 и более 0,7 радиан.

По качеству цементирования обсадной колонны - на две группы: с качественным и некачественным цементированием.

По наименьшему диаметру проходного сечения в скважине - на четыре группы: от 118мм до 300мм, от 96мм до 118мм, от 76мм до 96мм и от 50мм до 76 мм.

По соотношению между пластовым и гидростатическим давлением - на три группы:

- с пластовым давлением, соответствующим гидростатическому или превышающим его не более чем на 30%;
- с пластовым давлением ниже гидростатического (АНПД);
- с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 30% (АВПД);

По составу пластового флюида - на пять групп: нефтяные, газовые, газоконденсатные, водяные, водонефтяные; в каждой из них пластовый флюид может не содержать или содержать агрессивные компоненты (сероводород, углекислый газ и др.).

Для импульсной обработки с целью интенсификации нефтепритоков могут быть выбраны следующие объекты:

1. Разведочные скважины с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), у которых пористость составляет от 2-5% до 15-18% и редко достигает 25-35%, проницаемость $(0,1-1,0)10^{-15} \text{ м}^2$, реже до $(20-70)10^{-15} \text{ м}^2$.

2. Эксплуатационные скважины при разработке малодебитных пластов с низкими ФЕС, в процессе эксплуатации которых приток значительно снижен или полностью прекращен.

3. Нагнетательные скважины при отсутствии или существенном снижении приемистости, при переводе нефтяных скважин под закачку воды.

4. Скважины, в которых обсадные трубы вне интервала перфорации не имеют повреждений, вблизи интервала обработки нет незацементированных участков обсадной колонны, а качество сцепления цементного камня с трубами и горной породой удовлетворительное.

5. Пласты, сложенные терригенными и карбонатными породами, за исключением слабосцементированных песчаников, песков, битуминозных кремнисто-карбонатно-глинистых пород.

6. Пласты, обладающие высокими пластовой энергией и нефтенасыщенностью, фильтрационные свойства которых в прискважинной зоне хуже, чем в удаленной зоне пласта.

7. Пласты, представленные песчаниками, песчаниками неоднородными с прослоями алевролитов, аргиллитов и глин, известняками неглинистыми, пористыми, доломитизированными и вертикально-трещиноватыми, известняками однородными, низкопроницаемыми со средней первичной пористостью, плотными трещиноватыми известняками с низкой общей пористостью, неоднородными (переслаивание пористых, глинистых и уплотненных разностей) доломитами.

8. Неоднородные пласты (в нагнетательных скважинах), представленные заглинизированными и часто переслаивающимися породами, так как давление воды способствует сохранению создаваемых трещин в раскрытом состоянии.

2.5. Разработка твердотопливных генераторов давления для применения в обсадных колоннах и открытом стволе скважины

2.5.1. Разработка зарядов твердотопливных генераторов давления и генераторных модулей комплексных аппаратов

Создание многоцелевой прострелочно-взрывной аппаратуры потребовало поиска новых видов топлива и разработки зарядов, обладающих широким спектром физико-механических и термогазодинамических характеристик.

Применяемые до недавнего времени в скважинных генераторах давления заряды изготавливались, как правило, из баллиститных порохов, утилизируемых предприятиями и организациями оборонного комплекса [26,127,147]. К существенным недостаткам таких порохов следует отнести их сравнительно низкую термостойкость (до $+100^{\circ}\text{C}$), высокую чувствительность к механическим воздействиям и их способность детонировать в зарядах диаметром 8-40мм (критический диаметр детонации). Последнее обстоятельство является главным фактором, препятствующим использованию баллиститных порохов в скважинных аппаратах. Связано это с тем, что в составе указанных устройств присутствуют элементы (взрывной патрон, детонирующий шнур, кумулятивный заряд и др.), работающие в режиме детонации. Наличие таких элементов всегда создает определенную опасность развития несанкционированных взрывных процессов в зарядах из баллиститных порохов, которые, в свою очередь, могут привести к сложным аварийным ситуациям. Поэтому, одним из необходимых требований, предъявляемых к пороховым составам для твердотопливных генераторов давления и генераторных модулей комплексных аппаратов, является их неспособность детонировать в зарядах диаметром от 42мм до 150мм.

Для решения поставленной задачи наиболее подходят смесевые составы ВЭКС, имеющие широкую производственную базу и обеспечивающие возможность разработки зарядов с заданным уровнем газодинамических характеристик и широким температурным диапазоном эксплуатации.

Для применения в скважинных газогенерирующих устройствах герметичного типа были разработаны термостойкие ВЭКС типа ТСП на основе ПХА и дивинилстирольного каучука ДСТ-30 [32,33,34]. Созданные ВЭКС обладают высокой термостойкостью (до $+200-240^{\circ}\text{C}$), являются высокоэнергетическими материалами, в условиях повышенных гидростатических давлений надежно воспламеняются без перехода горения в детонацию от взрывного импульса детонирующего шнура и других взрывных устройств.

Однако это топливо не может быть использовано в зарядах для негерметичных скважинных устройств, так как под действием высоких давлений и температур оно в течение непродолжительного времени растворяется в скважинной жидкости.

Исследование энергетических характеристик и практический опыт применения зарядов из ТСП позволили сформулировать исходные технические требования к смесевым твердым топливам для применения в негерметичных генераторах давления и комплексных аппаратах:

1. Максимальная термостойкость, $^{\circ}\text{C}$ +200
2. Максимально допустимое гидростатическое давление скважинной жидкости, МПа 100
3. Теплота сгорания, КДж/кг, не менее 700
4. Температура горения (при $T = 20^{\circ}\text{C}$ и $P = 4$ МПа), $^{\circ}\text{K}$ 2400-3000
5. Удельная газопроизводительность (при нормальных условиях), л/кг, не менее 700
6. Чувствительность к трению (нижний предел), МПа 300-350
7. Критический диаметр детонации, мм 42- 120
8. Состав должен надежно воспламеняться и гореть без перехода в детонацию от действия кумулятивной струи и продуктов взрыва ДШ с массой ВВ 15 – 35 г/м при минимальном гидростатическом давлении, МПа 5,0
9. Состав должен выдерживать воздействие агрессивных скважинных сред (водные растворы ПАВ, CaCl_2 , HCl , HF , NaOH , нефтепродукты)

при температуре до 170°C и давлении до 120 МПа в течение не менее 6-ти часов. Совместно с СКТБ «Технолог» (г.Санкт-Петербург) проведены исследования по поиску новых рецептур смесевых топлив и модернизации состава ТСП-200 в части его физико-механической устойчивости по отношению к компонентам скважинных жидкостей и стабилизации процессов горения в условиях ударно-волновых нагрузок.

В результате выполненных исследований был предложен смесевой газогенерирующий состав СГС с содержанием ПХК 74 – 78%, связующего ДСТ-30 с нитрильным каучуком 18 – 22%, пластифицирующие и технологические добавки – остальное.

Замена ПХА на ПХК позволила существенно увеличить водостойкость и агрессивностойкость состава и применять его в условиях нефтяных и газовых скважин без бронирующего покрытия. Введение в систему связующего нитрильного каучука также значительно повысило физико-химическую стабильность топлива по отношению к нефтепродуктам. Некоторое снижение степени наполнения состава окислителем (перхлоратом калия - ПХК) обеспечило сохранение устойчивости горения зарядов при инициировании их детонирующим шнуром. Для повышения энергетических характеристик топлива часть окислителя ПХК (в количестве 5 - 8%) может быть заменено на перхлорат аммония - ПХА.

Изготовление смесевое твердого топлива осуществляется по стандартной технологической схеме. Изготовление зарядов производится на гидравлических прессах методом глухого или проходного прессования. Окончательное удаление растворителя и структурирование зарядов проводится в сушильных шкафах при температуре +40 - 60°C.

Лабораторно-полигонные испытания энергетических и взрывчато-технических характеристик топлива по стандартным методикам подтвердили их соответствие указанным выше техническим требованиям.

2.5.2. Исследование воспламенения ВЭКС продуктами срабатывания взрывных устройств

При выполнении экспериментальных исследований в качестве взрывных устройств использовались основные исполнительные элементы (детонирующие шнуры ДШТ-200, ДШТВ-150/80, ШЭЛ-170/150, взрывные патроны ПГ-170 и ПГН-150, кумулятивные заряды типа ЗПКТ), применяемые в комплексных аппаратах [97].

Испытания проводились на испытательных стендах ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика», для моделирования реальных скважинных условий использовались сосуды высокого давления и температуры (СВДТ) объемом до 65 литров.

На первом этапе исследований определялось взаимодействие взрывного патрона, содержащего в своем составе активный заряд из октогена массой 6,5г в алюминиевой оболочке диаметром 14мм и толщиной 0,8мм, с зарядами диаметром до 95мм из топлива СГС.

В первой серии опытов ПГ-170 располагался соосно на различных расстояниях от торца заряда СГС диаметром 42-50мм. Производили подрыв ПГ-170 и определяли частотности (В) зажигания топлива от расстояния между зарядами и патроном. Результаты экспериментов представлены на рис.2.6. Форма зависимости свидетельствует о том, что зажигание топлива осуществляется летящим осколком от оболочки патрона. При плотном контакте патрона с зарядом ударная волна приводит к срыву процесса зажигания. Надежное воспламенение состава наблюдается в широком диапазоне расстояний и скоростей осколков.

Заряды диаметром 95мм использовались для оценки детонационной способности СГС. Для этого ПГ-170 устанавливался на торец заряда и производился его подрыв. Ни в одном из 5 опытов не зафиксировано детонации и зажигания топлива. В месте установки патрона на торце заряда образуется воронка диаметром 24-26мм и глубиной 18-20мм. При этом заряд сохраняет целостность.

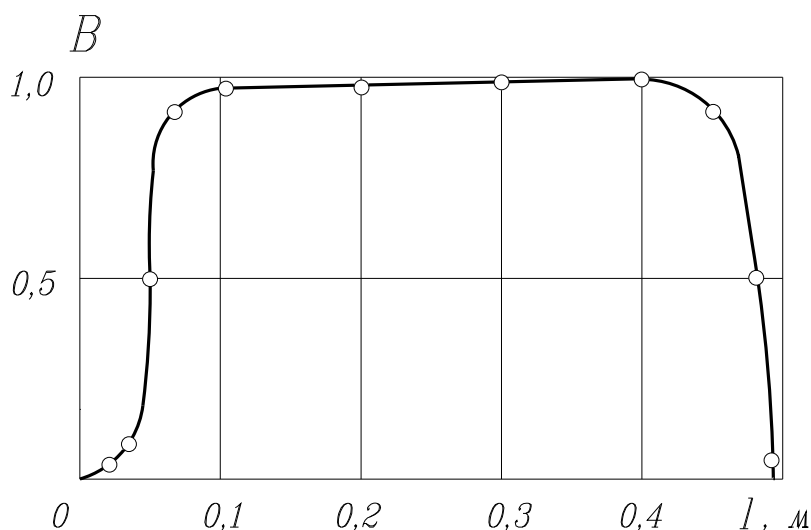


Рис.2.6. Зависимость частотности (B)
зажигания ВЭКС (СГС) от расстояния до торца ПГ-170

В следующей серии опытов между ПГ-170 и зарядом СГС размещали преграду из алюминия и стали (Ст.3) различной толщины (δ). Эксперименты показали, что при расположении металлической преграды ($\delta = 0,5 - 8,0$ мм) непосредственно на торцевой поверхности заряда, зажигания топлива не наблюдается. Наилучшее зажигание топлива от взрывного импульса ПГ-170 происходит, когда расстояние между преградой и зарядом составляет 40 – 60 мм. Для указанного оптимального расстояния установлена экспериментальная зависимость вероятности воспламенения заряда СГС от толщины металлической преграды, присоединяемой к торцу ПГ-170 (рис.2.7).

Исследование ударно-волнового воздействия ПГ-170 на заряды СГС показало, что безотказное зажигание топлива в технической воде происходит при расположении ПГ-170 «встык» и при зазоре между ними, не превышающем 15 мм. При этом гидростатическое давление окружающей жидкости должно быть не менее 2,5 – 3,0 МПа. С увеличением начального давления жидкости надежность воспламенения возрастает.

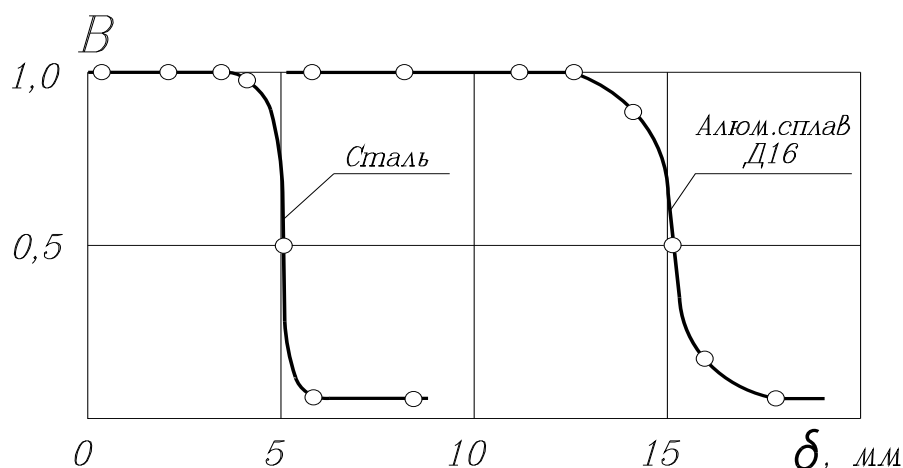


Рис.2.7. Зависимость частотности зажигания (B) ВЭКС (СГС) от толщины преграды между зарядом и ПГ – 170

На втором этапе исследований оценивалось механическое воздействие продуктов срабатывания детонирующих шнуров ДШТ -200 ТУ 84-711-83 и ШЭЛ – 170/150 ТУ 41-12-083-91 на инертные заряды СГС, облицованные по каналу алюминиевой трубкой диаметром 14мм и без трубки.

Отрезок ДШ длиной 250мм размещался в канале заряда высотой 150мм. Вся сборка устанавливалась на алюминиевом свидетеле толщиной 3мм и помещалась в СВД. Выполнялось термостатирование сборки при температуре +170°C и давлении 80 – 100 МПа в течение 1 часа. Затем производился подрыв сборки от ПГ-170. Оценка воздействия ДШ производилась по физическому состоянию инертного заряда СГС. После отстрела заряды сохраняли свою целостность. Облицовка канала из алюминия представляла из себя отдельные фрагменты (осколки), внедренные в состав. Заряд без внутренней трубки несколько деформировался, диаметр увеличивался на 7-8%, макеты после испытаний имели прогиб по продольной оси 30-40мм. На поперечных срезах образцов визуально трещин не было обнаружено. Под микроскопом наблюдались как радиальные, так и кольцевые трещины в составе.

Надежность воспламенения СГС от ДШ проверялась на зарядах диаметром 42мм с внутренним каналом 12мм и высотой 150мм. В опытах применялся шнур ШЭЛ-170/150 диаметром 5,3мм с массой взрывчатой сердцевины (гексогена) 28 ± 2 г/м. Эксперименты выполнялись в СВДТ при комнатной температуре, определялись пороговые значения гидростатического давления, при которых происходит надежное воспламенение топлива. Результаты приведены на рис.2.8.

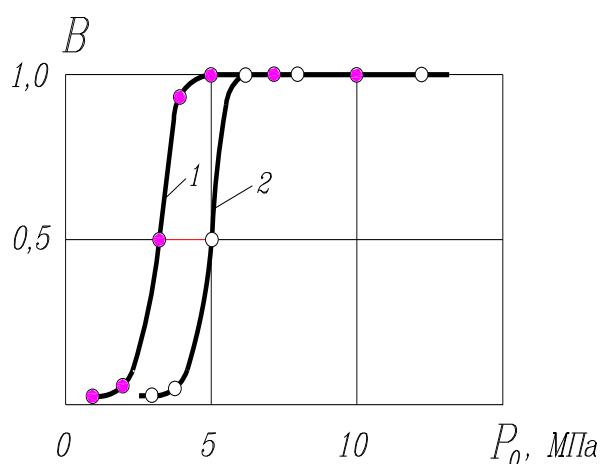


Рис.2.8. Зависимость частотности (B) зажигания ВЭКС (СГС) шнуром ШЭЛ-170/150 от начального гидростатического давления (P_0):

1-без трубки; 2- канал облицован алюминиевой трубкой толщиной 1,5мм

Для исследования возможности управления процессом зажигания и горения СГС были поставлены эксперименты, позволяющие сравнить газодинамику (кривые роста давления) при воспламенении топлива различными средствами инициирования (рис.2.9). Испытания проводились в СВДТ при комнатной температуре и различных начальных давлениях (P_0).

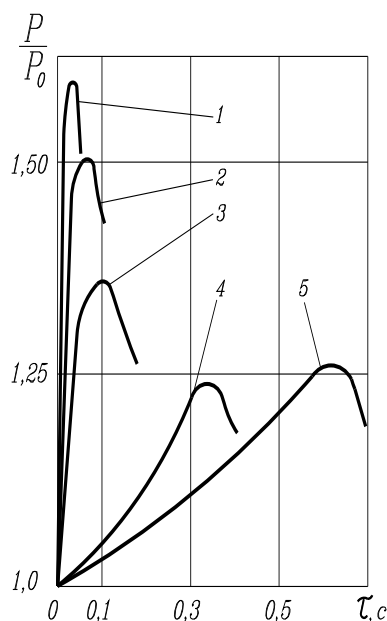


Рис.2.9. Кривые роста давления при воспламенении ВЭКС (СГС):
 1-ПГ-170; 2-ШЭЛ-170/150 (в режиме детонации);
 3-ПГ-170 (с преградой из Ст.3, $\delta = 5\text{мм}$);
 4-ШЭЛ-170/150 (в режиме горения); 5-электрическая спираль

2.5.3. Результаты исследований и разработка зарядов ВЭКС для генераторов давления и комплексных аппаратов

Все рассматриваемые изделия - заряды скважинные твердотопливные ЗПГК-102 (ЗПГК-102-П66; ЗПГК-102; ЗПГК-102-П; ЗПГК-102-П90; ЗПГК-102-П107; ЗПГК-102-П120), заряды ЗПГД (ЗПГД-42/200 $L=500$; ЗПГД-42/200 $L=350$), ЗГП105 (ЗГП105-МТ, ЗГП105-МТ-01) и ЗПГД.БК-150 (далее заряды) - изготавливаются из состава СГС ТУ 7284-322-05121441-2000 и предназначены для эксплуатации в составе твердотопливных генераторов давления типа ПГД и генераторных модулей комплексных аппаратов типа МКАВ, ГП, ГДК и ПГК (заряды ЗПГД, ЗГП105 и ЗПГК 102), используемых для одновременного вскрытия продуктивных пластов, очистки перфорационных каналов и обработки прискважинной зоны пластов продуктами сгорания твердотопливных зарядов в скважинах, заполненных жидкостью (вода, нефть, растворы ПАВ, CaCl_2 , 14%

HCl, 10% KOH) с гидростатическим давлением до 60 МПа и температурой до +150°C.

Заряды представляют собой цилиндры различного диаметра с внутренним каналом (Рис.2.10).

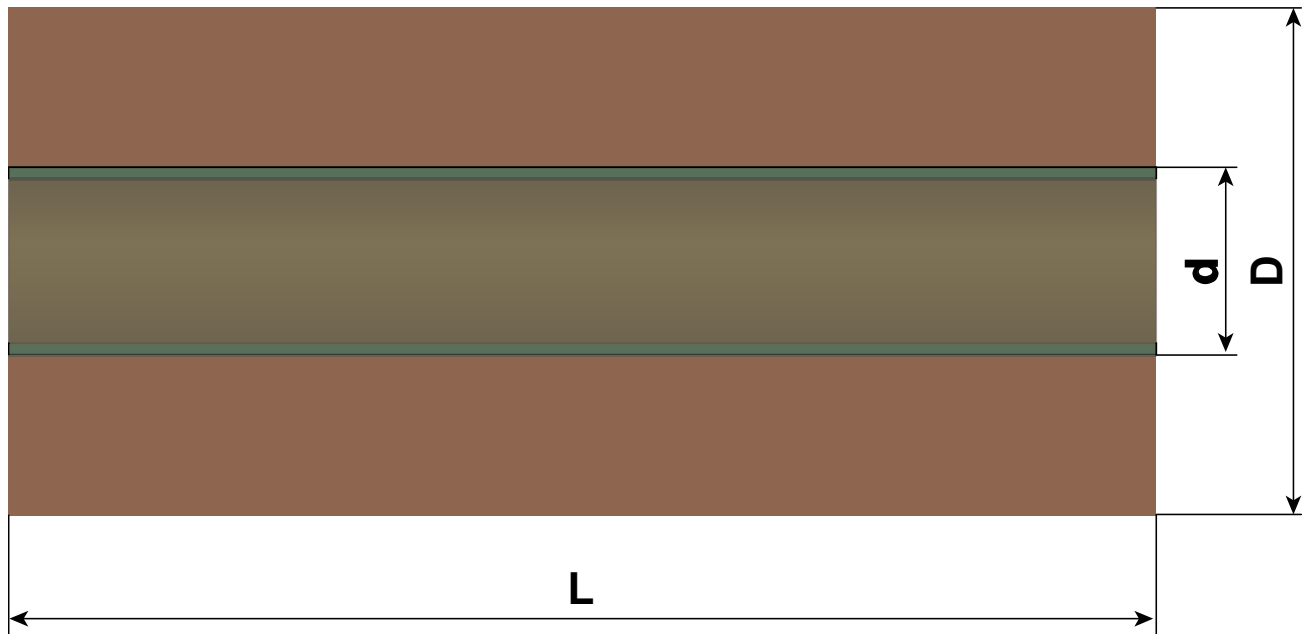


Рис.2.10. Конструкция и параметры зарядов из ВЭКС типа СГС

Значение	ЗПГД		ЗПП105		ЗПК-102						ЗПГД.БК-150
	L=500	L=350	MT	MT-01	П66	П86	П86-1	П90	П107	П120	
L	500	350	100	100	500	500	500	500	500	500	482
D	42	42	65	65	68	104	104	95	109	122	84
d	12	12	30	10	52	75	75	75	91	105	20
Масса Заряда, кг	1,06	0,71	0,43	0,51	1,09	3,11	3,11	1,98	2,07	2,20	3,57
Примечание	*	**			***						****

- * - покрытие внешних торцевой и цилиндрической поверхностей лаком, во внутренний канал вклеена стеклянная трубка
- ** - покрытие торцевой поверхности лаком, цилиндрической поверхности – скотчем или алюминиевым скотчем, пояски шириной 30мм с торцов из ленты ГОСТ 4514 или алюминиевого скотча, во внутренний канал вклеена стеклянная трубка
- *** - пояски шириной 40 мм с торцов из ленты ГОСТ 4514 или алюминиевого скотча, покрытие торцевой, цилиндрической поверхностей и поверхности внутреннего канала составом ЭД-20
- **** - покрытие внешних торцевой и цилиндрической поверхностей составом ЭД-20, пояски шириной 30 мм с торцов из ленты ГОСТ 4514, во внутренний канал вклеена алюминиевая трубка

В рецептурный состав топлива СГС входят следующие компоненты: перхлорат калия, сополимер акрилонитрилбутадиенстирильный АБС, каучук бутадиен-нитрильный марки СКН-18, антиоксидант «Агидол», фторопласт, углерод (сажа), этилацетат.

Воспламенение зарядов ЗПГД осуществляется продуктами детонации детонирующего шнура или кумулятивных зарядов. Рецептура состава СГС и некоторых твердых ракетных топлив, а так же их характеристики представлены в таблице 2.2

Характеристики состава СГС и твердых ракетных топлив

Таблица 2.2

Наименование состава и твердого ракетного топлива	Содержание основных компонентов, %					Взрывчатые характеристики				
	Перхлорат аммония окислитель	Перхлорат калия окислитель	Горючее связующее (каучук)	Серно-кислый калий окислитель		Чувствительность к удару, H_0 , мм	Чувствительность к трению, P_0 кгс/см ²	Температура воспламенения $T_{всп}$, °С	Диаметр критический $D_{кр}$, мм	Скорость детонации, D , м/сек
СГС	-	77-79	21-23	-		70	1200	285	>37	не детонирует
ПЭК-25	74,8	-	14,5	-		50	2760	210	>90	--
ЛТС	70,8	-	13,0	-		30-50	-	230-280	>100	-<<-
ПД-20К	62,2	15,6	13,2	-		50	2500	208	>110	-<<-
ТСБ	-	80	18,5	-		50	1690	230-280	-	-<<-
ТСП-40	-	40	17,5	36		100	-	320	>40	-<<-

Сопоставление природы, назначения и содержания компонентов и взрывчатых характеристик состава СГС и аналогичных твердых ракетных топлив [110] показывает, что указанные показатели близки между собой, поэтому, с одной стороны, состав СГС можно отнести к твердым ракетным топливам и характеризовать его как опасный груз класса 1 («Взрывчатые вещества»). В эту группу входят классические смесевые твердые ракетные топлива, которые в виде реальных крупногабаритных изделий являются недетонационноспособными. По результатам исследований ученых США возможность возникновения детонации возникает при диаметре изделий не менее 2-ух метров. Наиболее близкими по назначению, вещественному составу и габаритно-массовым характеристикам к рассматриваемым изделиям являются следующие известные и допущенные Ростехнадзором к постоянному применению изделия (табл.2.3 и 2.4):

- Трубка Stim Gun компании Owen Oil Tools [153]
- Газогенерирующий элемент ГГЭ-42/170 (ГГЭ-42/170ТУ) ФЦДТ «Союз»
- Газогенерирующий элемент ГГЭ-92/170 (ГГЭ-92/170ТУ) ФЦДТ «Союз»
- Заряд ЗП92С (ТУ 4316-026-53819088-2005) ЗАО «Перфотех»
- Заряд ЗКИ001 (ЗКИ001.000ТУ) МХТУ им. Д.И. Менделеева.

Габаритно-массовые характеристики аналогичных изделий

Таблица 2.3

Наименование параметра	ЗП92С	Стимган	ЗКИ001	ГГЭ-42/170	ГГЭ-92/170
1. Наружный диаметр заряда, мм	$92^{+0,5}_{-1,0}$	103	50	42	92
2. Диаметр внутреннего канала, мм	$76 \pm 0,5$	87	12	12	75
3. Длина заряда, мм	485_{-2}	914	300	157	250
4. Плотность заряда, г/см ³	$1,65 \pm 0,05$	1,43	1,65	1,75	1.75
5. Масса заряда, кг	$1,8 \pm 0,15$	4,082	0,75	0,3	
6. Тип топлива	СГС	KClO ₄ +Э	СГС	СКАТ	СКАТ
7. Классификационный шифр заряда	4.1	5.1	4.1	4.1	4.1
8. Номер ООН заряда	1325	1489	1325	1325	1325

Технические характеристики составов

Таблица 2.4

№ п/п	Наименование характеристик	Составы		
		«Стимган»	СКАТ	СГС
1	Состав	KClO ₄ -65% Эпоксидная смола-35%	KClO ₄ -73% Органическое вяжущее и добавки – 27%	KClO ₄ -78% Каучук-22%
2	Чувствительность к удару Hmin, мм (груз 10кг)	50 – 0% взрывов 75 – 0% взрывов	500	70
3	Чувствительность к трению Pmax, кгс/см ²	665-0% взрывов 846-0% взрывов	2540-3025	1200
4	Температура вспышки, °C	>300	>300	>280
5	Детонационная способность	Не детонирует	Не детонирует	Не детонирует

Учитывая геометрические размеры рассматриваемых зарядов из СГС (толщина свода 8-26мм), т.е. докритический диаметр детонации (Рис.2.11), можно сделать предположение о их недетонационнеспособности и характеризовать состав СГС (согласно п. 4.1.1.3 «Правила по перевозке опасных грузов» (ОСЖД, 1998г.) как – «Легковоспламеняющиеся твердые вещества» класс 4.1.).



Рис.2.11. Испытания заряда ЗГП105 без корпуса.

1-заряд, подготовленный к взрыванию; 2-свидетель после взрывания; 3-несработавшие остатки заряда.

Определение параметров теплового самовоспламенения проводилось в соответствии с ОСТ В84-1582-78. Суть данной работы заключается в исследовании кинетики тепловыделения при разложении образцов веществ или смеси веществ с использованием калориметра, позволяющего проводить исследование как в открытой ячейке в условиях выхода продуктов разложения из зоны реакции, так и в условиях отсутствия оттока газообразных продуктов из зоны реакции при различных плотностях заполнения реакционного объема.

Экспериментальные кривые, полученные при различных температурах калориметра, обрабатывались на ПЭВМ с целью определения вида кинетического уравнения и его параметров. Параметры определялись по наилучшему совпадению экспериментальных и расчетных кривых. Полученное уравнение

использовалось при математическом моделировании теплового состояния изделий (зарядов) заданных размеров в определенных граничных условиях.

Теоретические исследования поведения кинетических кривых математических моделей распада веществ, а также многолетний опыт исследования взрывчатых составов различного назначения показал, что практически для всех взрывчатых составов достаточно относительно простой модели автокатализа второго порядка для удовлетворительного описания экспериментальных данных. Предусмотрена возможность описывать две макростадии процесса тепловыделения (два экзотермических пика на дифференциальной кривой тепловыделения).

Обработка кривых основана на использовании метода элементарного баланса тепла (система уравнений (2.7).

$$(c_1 m_1 + c_2 m_2) dT/dt = Q d\eta/dt - as (T - T_n) \quad (2.7)$$

$$d\eta/dt = f(E, \eta)$$

где c_1, m_1, c_2, m_2 – теплоемкость (c) и масса (m) вещества и материала ячейки;

T – текущая температура ячейки;

t – время;

Q – тепловой эффект реакции;

η – безразмерная глубина разложения;

as – коэффициент теплоотдачи с поверхности ячейки (определяется экспериментально);

T_n – температура калориметра;

E – энергия активации.

Расчет теплового состояния изделия проводились по специально разработанной программе, основанной на решении системы уравнений теплопроводности, кинетики разложения вещества, граничных и начальных условий (2.8).

$$c^* \rho^* dT/dt = \lambda (d^2 T/dx^2 + m/x^* dT/dx) + Q^* d\eta/dt$$

$$d\eta/dt = f(E, \eta)$$

$$x=0 \quad dT/dx=0 \quad (2.8)$$

$$x=x_0 - \lambda \cdot dT/dx = a \cdot (T - T_0)$$

$$t=0 \quad T=T_n(x)$$

где c - теплоемкость, ρ - плотность, λ - теплопроводность слоев изделия,

m – форма изделия (плоскость =0, цилиндр =1, шар = 2)

x – текущая координата изделия,

x_0 – характерный размер изделия.

Такой подход позволяет количественно учесть особенности разложения веществ, совместимость с конструкционными материалами и лакокрасочными покрытиями, многослойность изделий, сложный характер температурного воздействия, выработать критерии сохранности или разрушения изделий и реализован в области спецхимии.

На рисунке 2.12 представлен комплекс приборов для исследования кинетики разложения энергоемких веществ.



Рис. 2.12. Комплекс приборов для термических исследований.

Приборы позволяют проводить исследование кинетики при различных плотностях заполнения реакционного объема, в условиях динамического и статического нагрева.

В соответствии с требованиями технической документации исследуемые образцы зарядов из состава СГС с толщиной свода 8-26мм не должны воспламеняться при их выдержке при $T = +150^{\circ}\text{C}$ в течение 6 часов.

Исследование термической стойкости зарядов на основе смесового газогенерирующего состава СГС проводили при небольшой ($0,1\text{г/см}^3$) и максимальной плотностях заполнения реакционного объема, что соответствует эксплуатации при больших давлениях.

Исследование кинетики разложения проводилось с использованием прибора для термического анализа, позволяющего проводить исследование при различных плотностях заполнения реакционного объема, вплоть до максимально возможного, в условиях отвода и без отвода газообразных продуктов реакции из зоны разложения.

В условиях линейного нагрева и плотности заполнения реакционного объема $P=0,1\text{г/см}^3$, разложение протекает в три макростадии (три пика на дифференциальной кривой тепловыделения).

Вид экспериментальной кривой показан на рисунке 2.13

Вещество: Масса 0.13г (04.04.05 время
10:57:04)

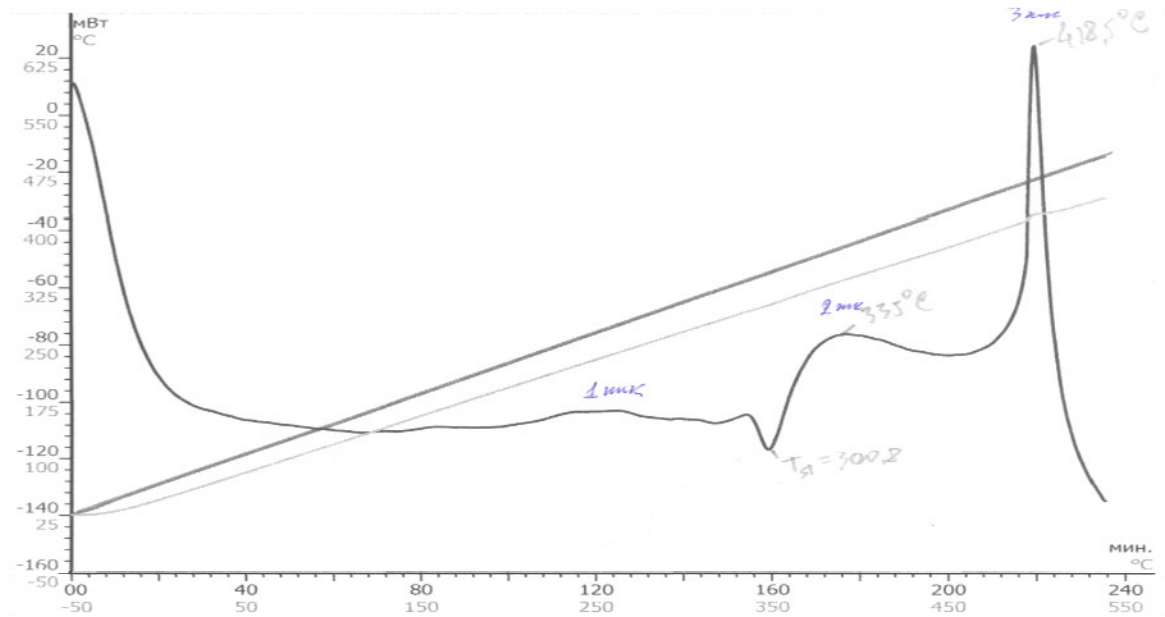


Рис.2.13. Дифференциальная кривая тепловыделения при разложении заряда на основе смесового газогенерирующего состава СГС в условиях линейного нагрева.

В использованном приборе измеряется текущая температура ячейки с веществом, что позволяет упростить обработку экспериментальных кривых.

Обработка экспериментальных кривых основана на решении системы уравнений (2.9):

$$dW/d\tau = m_1 \cdot Q \cdot d\eta/d\tau ;$$

$$d\eta/d\tau = f(T, E) .$$

(2.9)

где m_1 - масса образца;

T - температура реакционной ячейки;

Q - тепловой эффект реакции;

Е - энергия активации.

Обработка экспериментальной кривой позволила получить три кинетических уравнения, описывающих разложение исследуемого образца заряда

$$d\eta/d\tau = 10^{10.2} \exp(-126000/R/T)(1-\eta) \quad (2.10)$$

$$d\eta/d\tau = 10^{7.8} \exp(-126000/R/T)(1-\eta) \quad (2.11)$$

$$d\eta/d\tau = 10^{6.0} \exp(-126000/R/T)(1-\eta) + 10^{7.6} \exp(-126000/R/T)(1-\eta) \eta^2 \quad (2.12)$$

Исследование кинетики разложения первой стадии (первый пик на дифференциальной кривой) было проведено в температурном диапазоне 180-240 °С.

Было получено, что тепловой эффект реакции колеблется в пределах практически от 0 до 40 кал/г. Наиболее вероятно, что данный пик вызван разложением не основного вещества, а какой-либо технологической примеси.

Контакт с нефтепродуктами незначительно увеличивает скорость разложения и тепловой эффект реакции. На рисунке 2.14 представлены кривые тепловыделения при 240 °С в контакте с нефтепродуктами.

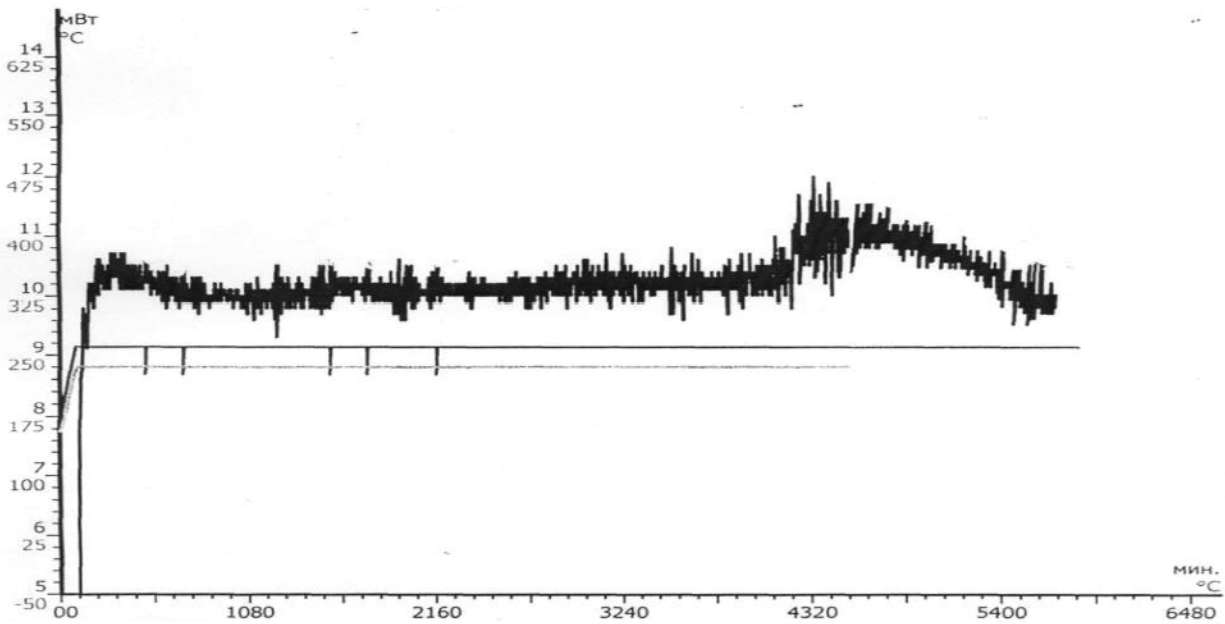


Рис. 2.14. Дифференциальная кривая при разложении состава СГС в контакте с нефтепродуктами в условиях стационарного нагрева при +240°C.

Для рассматриваемых размеров изделий (зарядов) были проведены расчеты параметров теплового взрыва с использованием системы уравнений, учитывающей распространение тепла за счет теплопроводности (кондуктивная теплопередача), выделение тепла за счет разложения вещества, начальные и граничные условия.

$$c \cdot \rho \cdot dT/d\tau = \lambda (d^2T/dx^2 + n/x \cdot dT/dx) + Q \cdot d\eta/d\tau$$

$$d\eta/d\tau = f(E, T)$$

$$x=0 \quad dT/dx=0 \quad (2.13)$$

$$x = x_0 \quad -\lambda \cdot dT/dx = \alpha \cdot (T - T_0)$$

$$\tau = 0 \quad T = T_n(x)$$

n - показатель формы изделия;

x - текущая координата изделия;

x_0 - размеры изделия;

λ - коэффициент теплопроводности;

α - коэффициент теплоотдачи от поверхности изделия.

Проведенные расчеты показали, что при температуре $T=+150^{\circ}\text{C}$ для заданных размеров изделий (зарядов) при их выдержке в течение 6 часов воспламенения гарантированно не произойдет.

Воспламенение изделий заданных размеров может произойти только при условии превышения температуры $T=+250^{\circ}\text{C}$.

Следует отметить, что подобные условия могут возникнуть при внешней температуре $T=+150^{\circ}\text{C}$ только в том случае, если размеры свода изделия будут более 100мм.

Способность заряда из состава СГС к восприимчивости (восприятию) и распространению детонации проверялась воздействием на него боевика из ВМ с детонатором (шашка-детонатор) в замкнутом объеме пространства стальной трубки.

Размеры стальной трубки (Сталь-3) выбирались в соответствии с размерами зарядов, толщина трубки 4мм. В одном из торцов стальной трубки, внутри которой расположен испытуемый образец, помещается инициирующая шашка-детонатор, в качестве которой, согласно методике ООН, использовалась цилиндрическая шашка из флегматизированного гексогена массой 50г. с электродетонатором типа ЭД. В противоположном торце стальной трубки устанавливалась стальная пластина – свидетель, по разрушению которой судили о наличии или отсутствии передачи детонации.

Контрольными показателями положительного или отрицательного результата испытаний наряду с целостностью пластины-свидетеля являются результаты разрушения стальной трубки. При этом критериями испытаний принимаются следующие показатели разрушения трубки:

- «Да» - Трубка разрушена полностью с образованием осколков или разрушены верхний и нижний конец трубки;
- «Частично» - разрушена только верхняя часть трубки на участке длиной более 21см.
- «Нет» - разрушена только верхняя часть трубки на участке длиной не более 2 см.

Во всех случаях подрыва наблюдался отказ подрыва зарядов из смесового газогенерирующего состава СГС и фиксировалась целостность стальной трубки.

Изделия были спроектированы с целью воспламенения и горения от воздействия продуктов детонации детонирующего шнура, кумулятивных зарядов и пиротехнических воспламенителей в ограниченном объеме нефтяной скважины. Изделия не реагируют на детонацию вне нефтяной скважины. В тесте одинарной тары изделия не реагируют на воспламенитель. Изделия не подвержены воспламенению стандартными средствами воздействия.

На основе топлива СГС разработаны заряды для твердотопливных генераторов ПГД-42Т, ПГРИ-50К и комплексных аппаратов МКАВ-150/100, ГП105 и ПГК-102.

Основные параметры и размеры зарядов для твердотопливных генераторов давления и комплексных аппаратов указаны в таблицах 2.5-2.8 и рисунках 2.15-2.18.

Параметрический ряд зарядов ЗПГД ТУ 4316-024-01423814-2007

Таблица 2.5

Условное обозначение зарядов	Наружный диаметр заряда, мм	Диаметр внутреннего канала, мм	Длина, мм	Плотность топлива, г/см ³	Масса топлива, кг	Масса заряда, кг
ЗПГД-42/200 L=500	42±0,5	12 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	0,93±0,05	1,20±0,05
ЗПГД-42/200 L=350	42±0,5	12 ^{+0,5}	350±2	1,75±0,05	0,65±0,05	0,85±0,05
ЗПГД-36/200 L=500	36±0,5	12 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	0,63±0,05	0,78±0,05
ЗПГД-65/200 L=500	67±0,5	12 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	2,74±0,05	3,00±0,05
ЗПГД-65/200-01 L=500	87±0,5	12 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	4,70±0,05	4,90±0,05

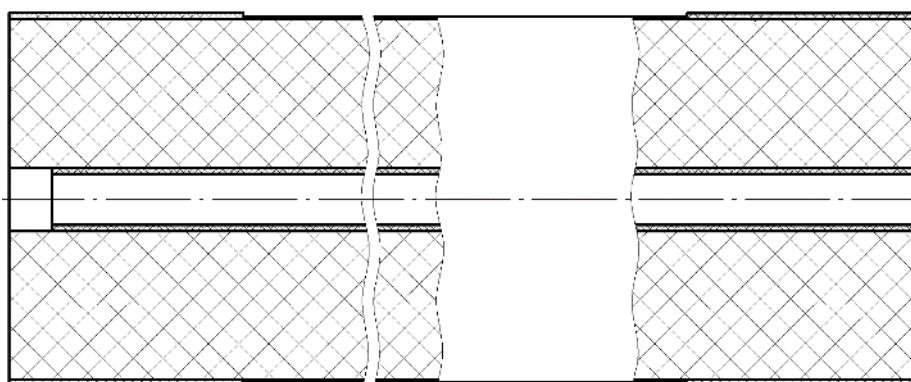


Рис. 2.15. Заряд ВЭКЗ ЗПГД-42/200

Параметрический ряд зарядов ЗПК-102 ТУ 4316-074-01423814-2007

Таблица 2.6

Условное обозначение зарядов	Наружный диаметр заряда, мм	Диаметр внутреннего канала, мм	Длина, мм	Плотность топлива, г/см ³	Масса топлива, кг	Масса заряда, кг
ЗПК-102-П66	68±0,5	52 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	1,13±0,05	1,40±±0,05
ЗПК-102	104±0,5	75 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	3,28±0,05	3,40±0,05
ЗПК-102-П	104±0,5	75 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	3,28±0,05	3,50±±0,05
ЗПК-102-П90	95±0,5	75 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	2,08±0,05	2,30±±0,05
ЗПК-102-П107	109±0,5	91 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	2,18±0,05	2,45±±0,05
ЗПК-102-П120	122±0,5	107 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	2,35±0,05	2,52±±0,05
ЗПК-102-П130	132±0,5	116 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	2,37±0,05	2,65±±0,05
ЗПК-102-П80	82±0,5	65 ^{+0,5}	500±2	1,75±0,05	1,50±0,05	1,60±±0,05

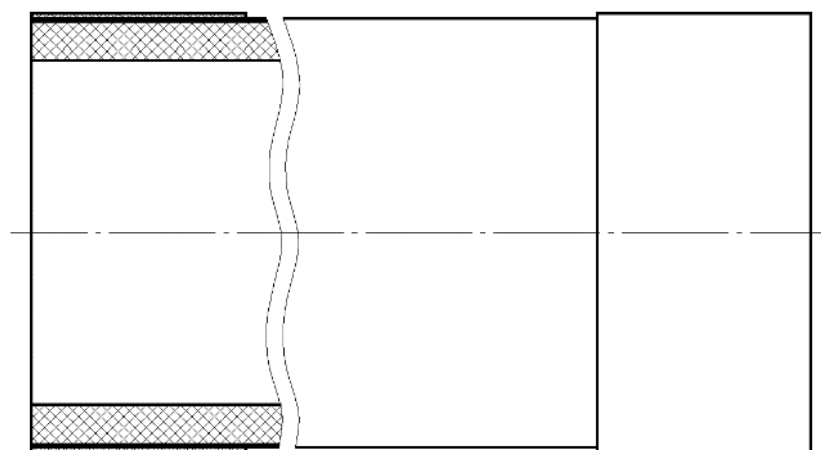


Рис. 2.16. Заряд ВЭКС ЗПК-102

Заряд ЗПГД.БК-150 ТУ 4316-084-01423814-2007

Таблица 2.7

Условное обозначение зарядов	Наружный диаметр заряда, мм	Диаметр внутреннего канала, мм	Длина, мм	Плотность топлива, г/см ³	Масса топлива, кг	Масса заряда, кг
ЗПГД.БК-150	84 _{-0,5}	20±0,05	482 ^{+0,7}	1,75±0,05	3,64±0,05	3,79±0,05

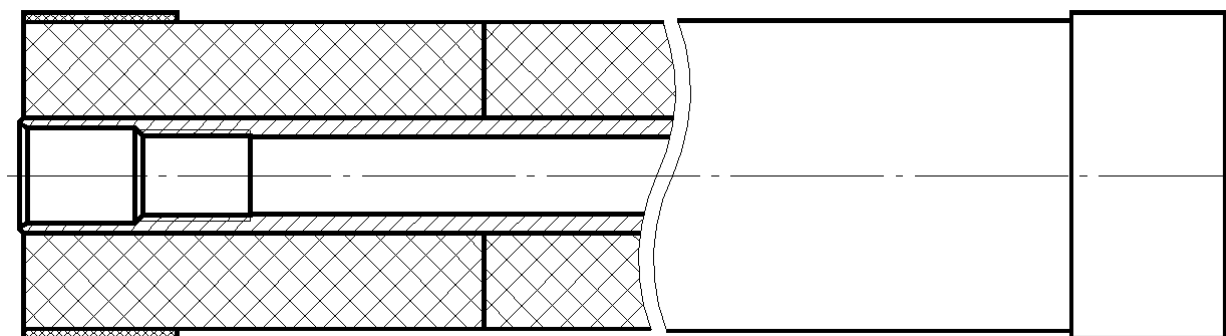


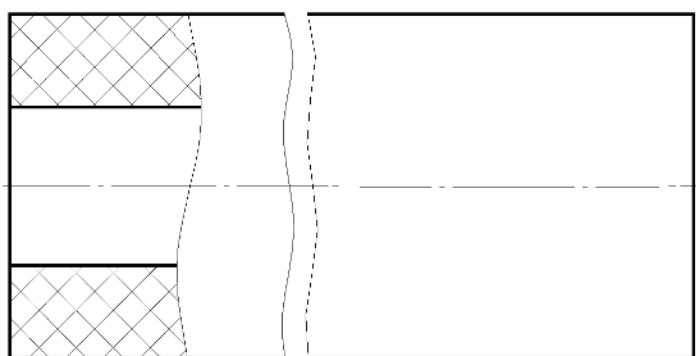
Рис. 2.17. Заряд ВЭКС ЗПГД.БК-150

Заряды ВЭКС ЗГП105 ТУ 4316-083-01423814-2007

Таблица 2.8

Условное обозначение зарядов	Наружный диаметр заряда, мм	Диаметр внутреннего канала, мм	Количество дополнительных каналов, шт.	Диаметр дополнительных каналов, мм	Длина, мм	Плотность топлива, г/см ³	Масса заряда, кг
ЗГП105	65±0,5	30±0,5	-	-	100±1	1,75±0,05	0,47±0,05
ЗГП105 -01	65±0,5	10±0,5	6	6±0,5	100±1	1,75±0,05	0,55±0,05

ЗГП105



ЗГП105-01



Рис. 2.18. Заряд ВЭКС ЗГП105

Заряды сохраняют работоспособность (воспламеняются от продуктов детонации детонирующего шнура и полностью сгорают) при предельных условиях применения, указанных в п.п. 3 и 4 таблицы 2.9: в агрессивной среде (растворы ПАВ, хлоридов натрия и кальция, растворы 20% соляной, ортофосфорной и плавиковой кислот) – в течение 1 часа, в неагрессивной среде (вода, нефть) – 3 часа.

Испытание моделей заряда ЗПГД-42/200 на термобаростойкость и агрессивностойкость к скважинным средам (вода, нефть, соляная кислота, ПАВ)

выполняли в СВД с применением испытательной сборки, показанной на рис.2.19. Сборка представляет из себя стальной стакан с плавающим поршнем, в который заливается исследуемая жидкость и размещается заряд СГС с ДШ, моделирующий огневую цепь и единичную секцию генератора. После выдержки

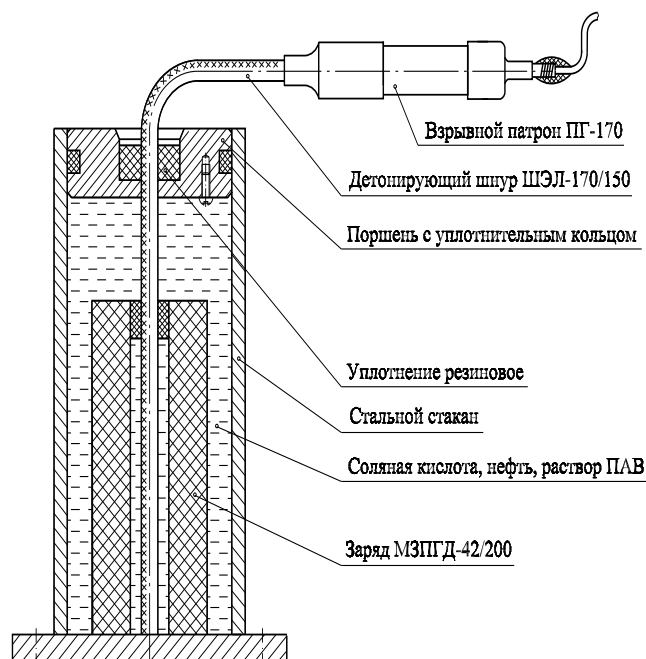


Рис.2.19. Сборка для испытания макетов ЗПГД-42/200 в агрессивных средах

на заданном режиме производили отстрел сборки и оценку срабатывания заряда.

После термостатирования заряды извлекали из СВД, осуществлялся их внешний осмотр и замер геометрических размеров (табл. 2.9).

Результаты испытаний макетов ЗПГД-42/200 в агрессивных средах

Таблица 2.9

№ п/п	Параметры термостатирования				Количество опытов, результат
	Темпе- ратура, °С	Давление, МПа	Время, ч	Среда	
1	150	80	6	Вода, ПАВ	3, сработал
2	150	100	3	Соляная кислота (15%)	2, сработал
3	150	100	3	Нефть	3, сработал
4	150	100	20	Вода	1, сработал
5	150	100	40 72	Вода	1-отказ, увеличение диаметра до 45 мм
6	150	100	3	Нефть	2, сработал
7	150	100	6	Соляная кислота (15%)	2, сработал

Визуальный осмотр зарядов после термостатирования при температуре 150°С и давлении 100МПа в указанных средах в течение 24ч и более показывает, что заряды увеличиваются в диаметре до 45мм, канал уменьшается до 10,5 – 11,0 мм, наблюдается прогиб заряда по оси. Для повышения физико-химической стабильности на заряды возможно нанесение бронирующего покрытия. Заряды ЗПГД-42/200 с бронирующим покрытием сохраняют работоспособность при температуре до 200°С и давлении до 120МПа.

В целом заряды ЗПГД-42/200 удовлетворяют предъявляемым требованиям и рекомендуются для применения в малогабаритных пороховых генераторах и комплексных аппаратах МКАВ-150/100.

На основе топлива СГС разработаны твердотопливные блочные заряды серии ЗПКГ-102 для применения в комплексных аппаратах ПГК-102.

Безотказность и эффективность аппарата ПГК-102 во многом зависит от воспламеняемости в жидкой среде трубчатых зарядов в процессе их пробития кумулятивными струями и продуктами детонации кумулятивных зарядов. Важно также установить отсутствие фрагментации трубчатых зарядов и срыва пламени под действием газодинамических потоков.

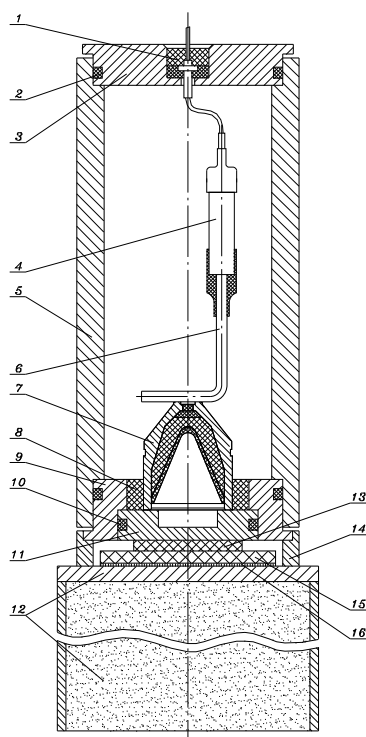


Рис. 2.20. Стенд для исследования взрывных процессов в устройстве ПГК-102
1 – электроввод; 2 – кольцо; 3 – крышка; 4 – взрывной патрон; 5 – камера;
6 – детонирующий шнур; 7 – заряд ЗПКТ73; 8 – демпфер; 9 – обойма; 10 – кольцо;
11 – вкладыш (имитатор корпуса перфоратора); 12 – мишень; 13 – заряд ВЭКС;
14 – подставка; 15 – поролон; 16 – рентгеновская пленка

На рис. 2.20 представлен специальный герметичный стенд, включающий однозарядную секцию аппарата ПГК-102 с кумулятивным зарядом (поз. 7), имитатором корпуса перфоратора ПКТ-73 (поз. 11), макета порохового заряда (поз. 13) и мишени (поз. 12).

В процессе опытов стенд опускали в СВД, опрессовывали и при заданных давлениях и температуре подрывали взрывной патрон (поз. 4), детонирующий шнур (поз. 6) и кумулятивный заряд (поз. 7).

По результатам опытов определяли глубину пробитого кумулятивной струей перфорационного канала в мишени, диаметр отверстия в имитаторе корпуса перфоратора и надежность воспламенения порохового заряда при его пробитии кумулятивной струей.

Проведенные исследования работоспособности макетов перфоратора-генератора ПГК-102 подтвердили надежность одновременного срабатывания кумулятивных и пороховых зарядов, отсутствие фрагментации порохового заряда и срыва пламени при горении топлива.

Данные по термобаростойкости и агрессивостойкости зарядов ВЭКС ЗПГК-102 были получены на основании испытаний малогабаритных моделей зарядов ВЭКС ЗПГД-42/200 из состава СГС. Испытания по воспламеняемости моделей зарядов в различных средах дали надежные результаты. Для сохранения физико-механических характеристик зарядов ЗПГК-102 предусмотрена бронировка наружной поверхности комбинированным покрытием из фрагментируемых и сгорающих под действием пороховых газов материалов (металлическая фольга, тонкий текстиль и др.) и термостойких герметиков, например, силиконовый, или эпоксидные компаунды.

В целом заряды ВЭКС ЗПГК-102 из топлива СГС удовлетворяют требованиям по термобароагрессивостойкости и надежности их воспламенения при воздействии кумулятивных струй и продуктов детонации кумулятивных зарядов.

2.5.4. Разработка твердотопливных генераторов давления для технологии газодинамического разрыва пласта

Для использования в технологии газодинамического разрыва пласта разработаны полноразмерные бескорпусные твердотопливные генераторы давления серии ПГРИ-50К. Конструктивное устройство таких генераторов показано на рисунке 2.21.



Рис 2.21. Общий вид генераторов типа ПГРИ-50К

В генераторе для достижения высоких скоростей нарастания давления (10^3 - 10^5 МПа/с) и эффективного инициирования начального трещинообразования в пласте в качестве воспламенительного заряда применяются заряды из смесового недетонирующего ВЭКС СГС.

С разработкой генераторов серии ПГРИ-50К (Рис.2.22, 2.23) получил дальнейшее развитие способ воздействия на породу пласта-коллектора пульсирующим давлением продуктов горения ВЭКС и жидкости. Особенность разработки в том, что в генераторе применяют две или более секций твердотопливных зарядов, каждую из которых можно сжигать или по боковой поверхности или по торцевой. В результате формируется пульсирующий режим работы генератора в целом. Пульсацию давления газов формируют с периодом и амплитудой, не превышающими допустимые параметры, обеспечивающие целостность обсадной колонны и цементного камня. Кроме того, используя заряды ВЭКС различного диаметра, имеется дополнительная возможность управления параметрами импульсов давления за счет регулирования времени горения и крутизны фронта его нарастания.

При горении генератора реализуется, как правило, 10-12 рабочих циклов пульсирующего давления с амплитудой $5 < \Delta P < 45$ МПа и периодом $\tau = 8$ с. Изменяя количество зарядов и секций, можно целенаправленно задавать период пульсации и максимальную амплитуду давления и количество циклов.

Успешность обработок пороховыми генераторами, как показывает анализ многолетнего их применения, находится на уровне 75-80%, усредненная величина эффекта составляет 900-1500т дополнительно добытой нефти на одну обработку.

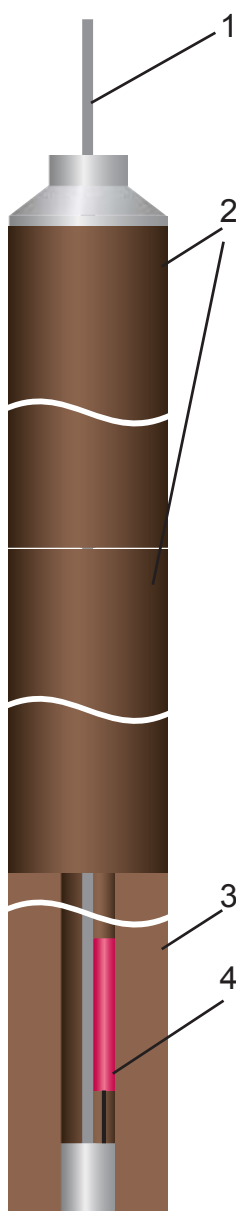


Рис.2.22. Устройство генератора ПГРИ-50К-92

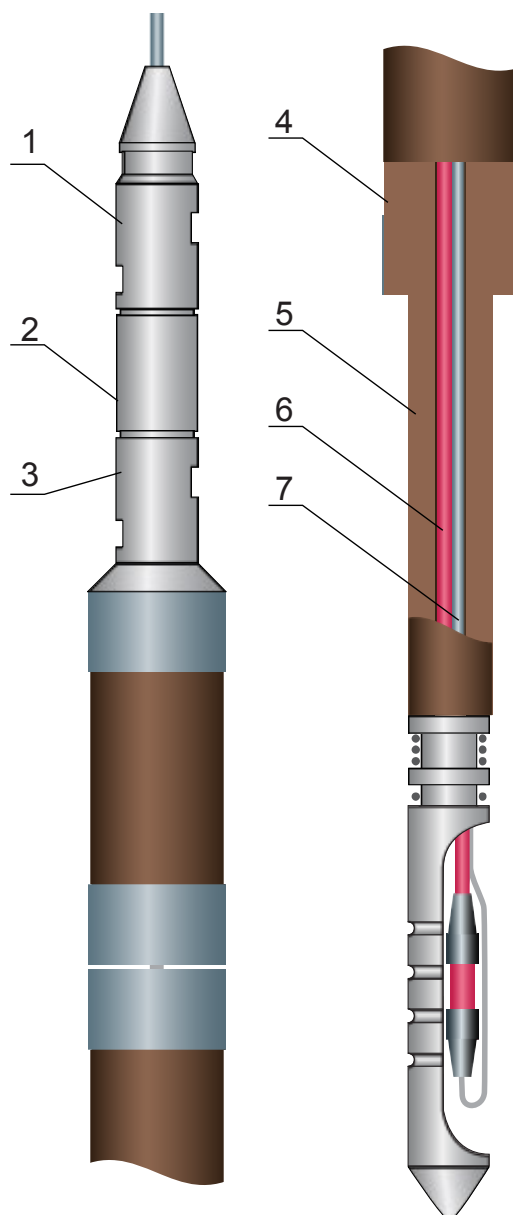


Рис.2.23. Устройство генератора ПГРИ-50К-65

Импульсное давление, создаваемое нижними зарядами, срабатывающими от детонирующего шнура, характеризуется более крутым фронтом нарастания давления (10^3 - 10^5 МПа/с) по сравнению с генераторами типа ПГРИ-100 и ПГДБК-100М. При этом в скважине создается кратковременный импульс избыточного давления, величина которого достигает полного горного давления и превышает его, в результате чего в прискважинной зоне пласта образуется сеть остаточных трещин, которые далее развиваются вглубь пласта под воздействием второго импульса давления, создаваемого продуктами горения основных зарядов.

Такое комбинированное действие генератора позволяет целенаправленно регулировать динамику нагружения горных пород и эффективно осуществлять разрыв высокоплотных малопроницаемых пород со сложной структурой.

Генератор давления корпусный ГДК73 (Рис.2.24 и 2.25) предназначен для интенсификации притоков в обсаженных вертикальных и горизонтальных скважинах, пробуренных на нефть и газ, путем обработки прискважинной зоны пластов продуктами горения элементов, при давлении до 70МПа и температуре до 150°C. Газообразные продукты горения твердотопливных зарядов ВЭКС создают в скважине импульс высокого давления различной мощности и цикличности (при применении замедлителя), обеспечивающий образование остаточных трещин в пласте, а также тепловое и физико-химическое воздействие на породу в прискважинной зоне пласта. Генератор применяют в следующих скважинных жидкостях: вода; нефть; 5-10% растворы солей NaCl, CaCl; 15-20% водные растворы HCl; ПАВ. В генераторе используют твёрдотопливные заряды ЗПГД-42/200 ТУ 4316-024-01423814-2007 или ЗПП105 ТУ 4316-083-01423814-2007 подкласса 4.1, номер ООН 1325. Инициирование горения зарядов производится при помощи адиабатического воспламенительного устройства АБУ-73 ТУ 4316-116-01423814-2013. Генератор спускают в скважину на геофизическом кабеле (ГДК-73К, ГДК-73/89К) или насосно-компрессорных трубах (ГДК-73Т, ГДК-73/89Т, табл.2.10).

Основные параметры и характеристики генератора ГДК

Таблица 2.10.

Наименование параметра	Значение	
	ГДК-73К ГДК-73Т	ГДК-73/89К ГДК-73/89Т
Наружный диаметр генератора (по соединительным муфтам), мм	89	108
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны, мм, не менее	112	124
Гидростатическое давление, МПа, не более	70	70
Гидростатическое давление, МПа, не менее	5	5
Температура, °С, не более	150	150
Время выдержки при максимальных параметрах, ч:		
- в агрессивной среде (растворы ПАВ, CaCl ₂ , HCl)	1	1
- в неагрессивной среде	6	6
Длина генератора при спуске на кабеле, м		
- не менее	2*	2*
- не более	10*	10*
Длина генератора при спуске на НКТ, м		
- не менее	2*	2*
- не более	25*	25*
Масса генератора, кг, не более		
- при спуске на кабеле	150*	160*
- при спуске на НКТ	350*	360*
* Длину и массу генератора определяют в зависимости от геолого-технических условий.		

Схема генераторов ГДК-73К и ГДК-73/89К для спуска на геофизическом кабеле приведена на рисунке 2.24, ГДК-73Т и ГДК-73/89Т для спуска на насосно-компрессорных трубах - на рисунке 2.25.

Генератор представляет собой сборку из рассчитанного количества (в зависимости от геолого-технических условий скважины) корпусов 8 и 10, снаряженных зарядами ВЭКС 9 и замедлителями 11, адиабатического воспламенительного устройства АБУ-73 (далее – устройство АБУ-73). Корпуса соединены между собой муфтами 7. В нижней части генератора установлен наконечник 12 с диском 13 и пробкой 14.

Между секциями зарядов ВЭКС 9 расположены замедлители 11, предназначенные для передачи горения с замедлением, обеспечивающим цикличность процесса.

Устройство АБУ-73 5 или 17 предназначено для воспламенения зарядов 9.

При сгорании зарядов ВЭКС 9 выделившиеся газы создают в зоне горения избыточное давление, достаточное для разрыва пласта. Под действием избыточного давления газожидкостная смесь проникает через перфорационные каналы в породу-коллектор, образует новые и развивает имеющиеся в пласте трещины. В результате в значительной степени улучшаются гидродинамические характеристики породы-коллектора, достигается связь скважины с удаленной зоной пласта с естественной проницаемостью.

При спуске на кабеле (рис.2.24) генератор соединяют с пусковым устройством через герметичную камеру 1 и переходник 3 с кольцами 2. Пусковое устройство обеспечивает запуск устройства АБУ-73: при подаче электрического напряжения по геофизическому кабелю на пусковое устройство обеспечивается доступ скважинной жидкости в камеру 1. Под действием давления жидкости происходит перемещение поршня 4 устройства АБУ-73 и сжатие воспламенительного состава 6 (состав СГС ТУ 7284-322-05121441-2000). В результате адиабатического сжатия воздуха в полости устройства АБУ-73 происходит воспламенение состава 6. Продукты горения состава 6 воспламеняют заряды 9.

При спуске генератора на насосно-компрессорных трубах (рис.2.25) срабатывание устройства АБУ-73 происходит при повышении давления скважинной жидкости, приводящем к перемещению поршня 4 устройства [103,113].

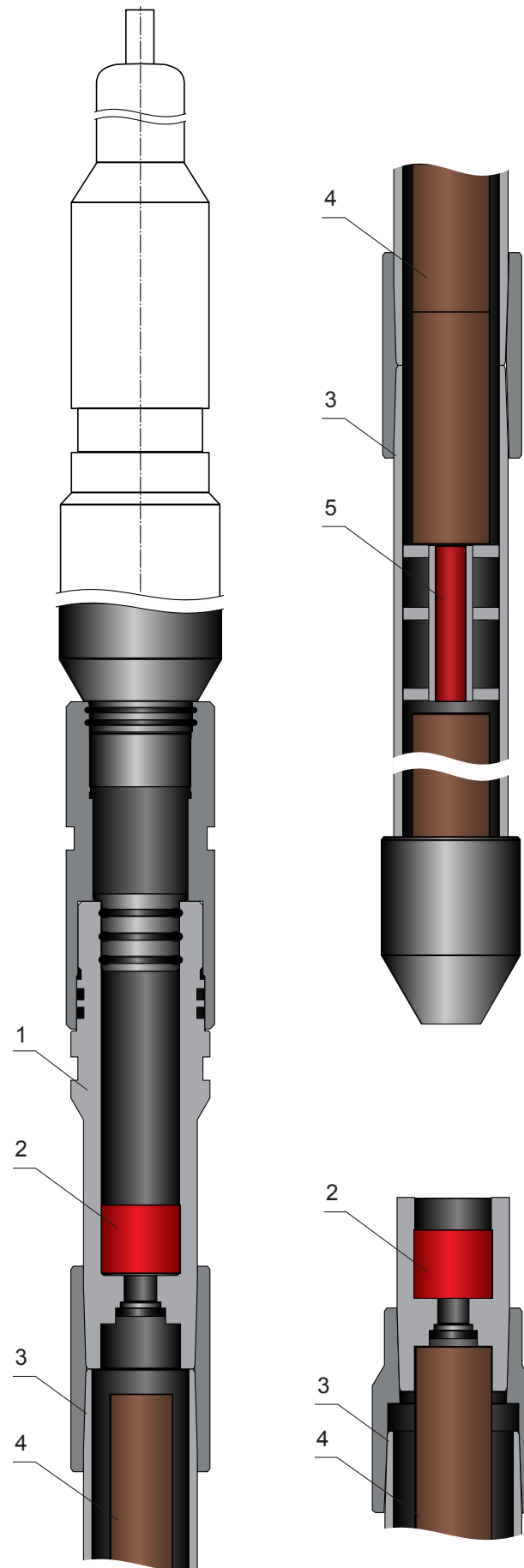


Рис. 2.24. Генератор ГДК73К для работ на геофизическом кабеле.

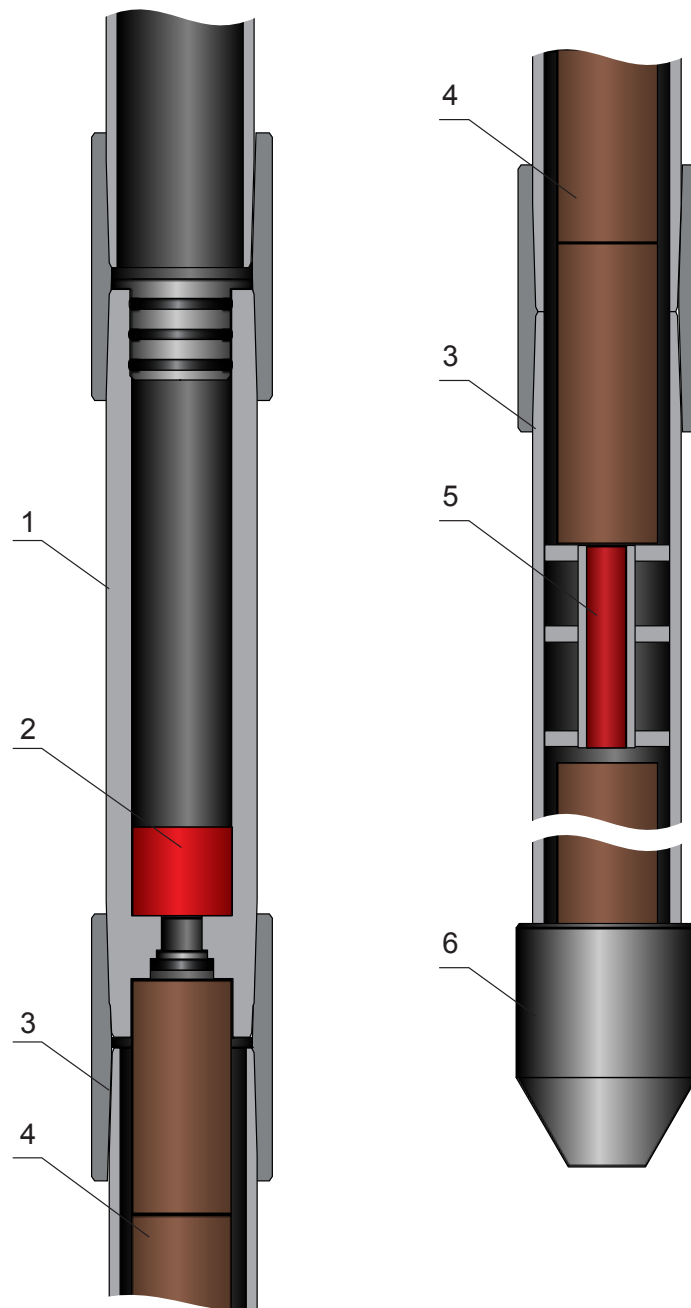


Рис. 2.25. Генератор ГДК-73Т (ГДК-73/89Т) для спуска на насосно-компрессорных трубах

2.5.5. Разработка комплексных аппаратов воздействия для эффективного вторичного вскрытия и газодинамического разрыва пласта

В последнее время появились аппараты, которые позволяют одновременно и перфорировать и создавать трещины в прискважинной зоне пласта в пределах интервала перфорации. Такие аппараты представляют собой двухмодульную сборку, содержащую перфораторный (кумулятивный перфоратор) и газогенераторный модули.

За рубежом интенсивно внедряется технология вскрытия пласта «Mara-Stim», основанная на применении комплексного устройства Stim-Gun (перфоратор – пороховой газогенератор). Эта технология и устройство, разработанные группой компаний Maraton , Owen , HTC Tehnikal Serices, Computalog, к 1998г. получили повсеместное распространение в различных нефтегазодобывающих странах. Лицензию на ее использование приобрели компании Халлибартон, Шлюмберже , Baker Atlas , GOEX и канадская фирма Canadian Completion Services [150,153,159,176].

Технология Mara-Stim в принципе представляет собой современную кумулятивную перфорацию с одновременным газодинамическим воздействием на пласт пороховыми газами.

Сборка Stim-Gun представляет собой гильзу или трубу из твердого смесового топлива (ТСТ), подобного ракетному топливу ТРТ, размещенную вокруг внешней поверхности перфоратора.

При срабатывании зарядов перфоратора кумулятивная струя пробивает стенки гильзы из ТСТ, а продукты детонации поджигают ее. Образующийся при этом поток пороховых газов высокого давления проникает в перфорационные каналы, разрушает зону уплотнения вокруг стенок этих каналов и создает ряд трещин протяженностью 0,9 – 1,8м от конца канала. Когда давление в каналах рассеивается, газ из породы возвращается в скважину и производит очищающий эффект, удаляя со стенок каналов образующиеся во время перфорации осколки и мелкодисперсные частицы разрушенной породы.

Как показал опыт работ компании Owen Oil Tools, при перфорации твердых пород впечатляющее повышение добычи нефти достигнуто в случае использования кумулятивных зарядов глубокого пробития Raptor в сочетании с гильзой из ТСТ. Такие же выразительные результаты получены в несцементированных песчаниках при сочетании зарядов Kiss малого пробития с гильзой из ТСТ [178].

Специалисты компании Marathon рекомендуют для всех скважин по всему миру отказаться от перфорации с большим диаметром входного отверстия в

пользу использования зарядов с «минимальным пробитием» по диаметру, которые причиняют меньше повреждений пласту. Это новая стратегия позволяет 8-кратно снизить количество поврежденного материала породы вокруг скважины и увеличить объем перфорационных каналов на 225%.

В Канаде устройство Stim-Gun используется при перфорации перед гидроразрывом пласта, поскольку такое вскрытие пласта позволяет уменьшить давление инициации трещины, благодаря чему резко снижаются сопровождающие затраты и требования к мощности насосов [178].

Несмотря на простоту и эффективность конструкции, устройство Stim-Gun имеет следующие существенные недостатки. Смесевое твердое топливо гильзы в своем составе содержит не менее 75% (весовых) окислителя – перхлората калия, из-за чего в продуктах горения заряда выделяется около 50% твердых остатков, не производящих полезную работу. Основную работу производит содержащийся в продуктах горения углекислый газ CO_2 . Однако продолжительность его действия невелика, поскольку в условиях высокого давления он хорошо растворяется в водных скважинных растворах.

Под действием многочисленных ударных волн и продуктов взрыва кумулятивных зарядов наружный заряд ТСТ неминуемо разлетается на осколки и не весь сгорает в интервале перфорации. Вследствие этого становится невозможным управление режимом газообразования и количеством порохового газа, попадающего в перфорационные каналы.

Известен патент РФЯЦ-ВНИИЭФ [102] на изобретение, сущность которого состоит в том, что в одном герметичном корпусе размещен кумулятивный заряд и цилиндрическая пороховая шашка с каналом, установленная перед кумулятивной воронкой заряда.

Эксперименты, проведенные специалистами РФЯЦ-ВНИИЭФ, показали, что с помощью такого устройства можно получать канал с увеличенным диаметром входного отверстия. Однако эффективность газодинамического действия порохового заряда такого устройства сомнительна, т.к. эксперименты проводились в воздушной среде при атмосферных условиях. Вызывает также

сомнение целесообразность разработки такого устройства, обусловленное тем, что в корпусе современных кумулятивных зарядов весьма ограниченное пространство для размещения достаточного количества пороха.

Известен патент США [105] на изобретение, сущность которого заключается в том, что в кумулятивном перфораторе бескорпусного типа, пороховые и кумулятивные заряды чередуются между собой. В этом устройстве сначала инициируют горение пороховых зарядов с помощью огнепроводного шнура, а затем – взрыв кумулятивных зарядов с помощью детонирующего шнура.

Подобное устройство предложено и в России заводом им. С.М.Кирова [43].

Оно отличается от устройства по патенту [42] тем, что пороховые заряды снабжены каналами, позволяющими осуществлять горение их в виброволновом режиме. Кроме того, пороховые и кумулятивные заряды в этом устройстве инициируют одновременно.

Идея разработки прострелочно-взрывного аппарата, совмещающего в своем составе генераторный и перфораторный модули возникла в результате анализа эффективности выполненных работ по стимуляции скважин по последовательной, разнесенной во времени схеме: «перфорация – стимуляция». Безусловно, такая схема выполнения работ единственно возможная в скважинах «старого» фонда, перфорация интервалов в которых выполнена при стандартных схемах заканчивания скважин с последующим их освоением и продолжительной эксплуатации. Эффективность работ по стимуляции таких скважин относительно высока, что подтверждают результаты применения твердотопливных генераторов давления типа ПГД.БК-100, ПГРИ-100, ПГД-42Т и ПГД-170МТ и других в различных геолого-технических условиях [11,23,87,138].

При вторичном вскрытии продуктивных пластов вновь пробуренных скважин, достреле и реперфорации эксплуатируемых скважин такая «последовательная» схема обуславливает относительно большее время задействования скважины, а кроме того, еще и дополнительное глушения скважины, что снижает конечный эффект выполненных работ по увеличению притока. Предполагалось, что одно только совмещение операций по перфорации и стимуляции даст положительный технологический эффект. Для этих

целей была разработана линейка комбинированных аппаратов воздействия (другое их наименование – аппараты комплексного воздействия).

В малогабаритном комплексном аппарате воздействия МКАВ-150/100 (Рис. 2.26 и 2.27) при срабатывании взрывного патрона детонирующий шнур инициирует кумулятивные заряды (КЗ) и зажигает заряды из ВЭКС. Вследствие различий в скоростях процессов детонации и горения (на три порядка по времени), к моменту начала горения ВЭКС зарядов генераторного модуля в коллекторе уже образованы перфорационные каналы от кумулятивных зарядов. В конструкции комплексного аппарата использованы перфораторные модули на основе известных и широко применяемых перфораторов ПРКУ40, ПРКУ50 [161] и Link компании DYNAenergetics (Германия) [108,125]. В качестве генераторного модуля использованы известные технические решения, реализованные в твердотопливных генераторах давления ПГД-42Т и ПГД-170МТ с зарядами ВЭКС типа СГС (СКТБ «Технолог») и СКАТ (ФЦДТ «Союз»).

В результате при работе через колонну НКТ получена возможность совмещения операций вскрытия и интенсификации притока, работы в кислотных и других активных средах при относительно быстром освоении скважин [108].

В качестве примера на рисунках 2.28 и 2.29 показана эффективность работы этого аппарата в скважинах на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» и ОАО «Коминнефть».

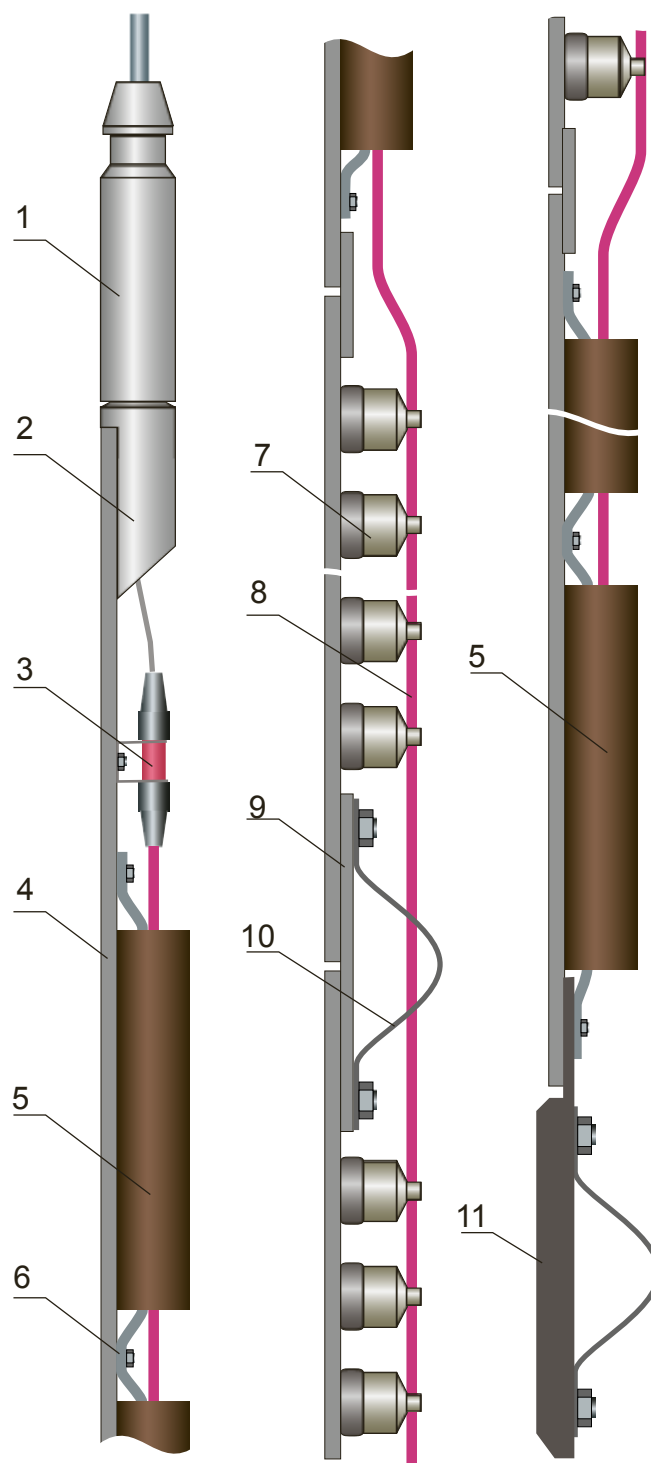


Рис. 2.26. Комплексный аппарат МКАВ-150/100 на основе перфоратора с извлекаемым каркасом

1 – наконечник; 2 – головка; 3 – взрывпатрон; 4 – каркас; 5 – заряд ВЭКС ЗПГД-42/200;
6 – крепление заряда ВЭКС; 7 – кумулятивный заряд; 8 – детонирующий шнур; 9 –
соединительная пластина; 10 – центрирующая «лыжа»; 11 – наконечник

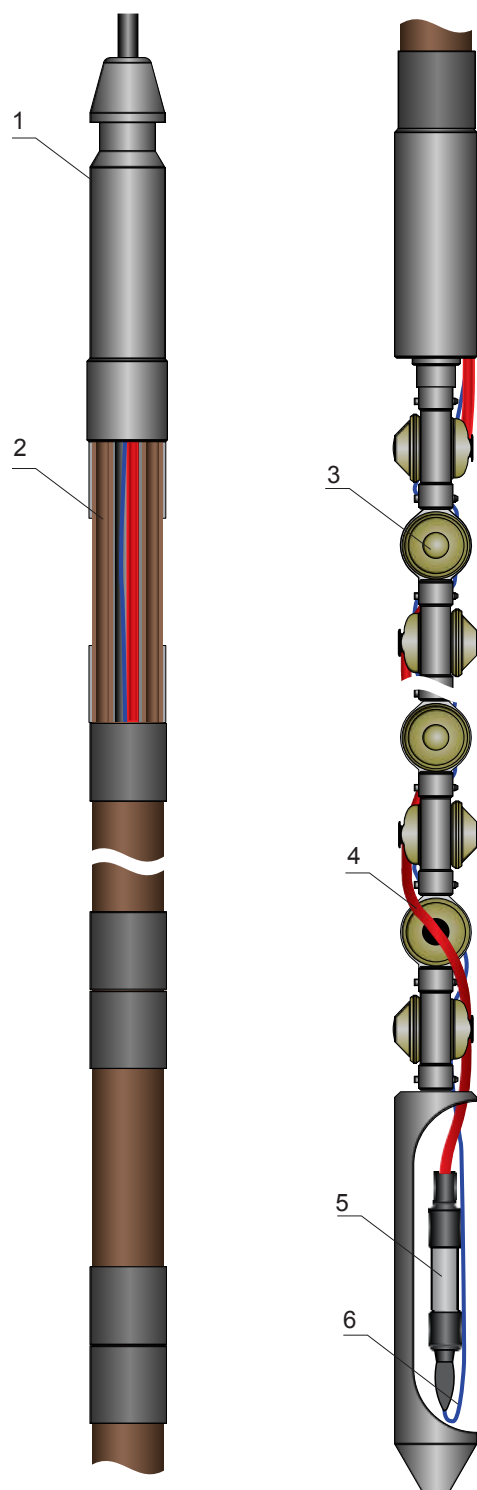


Рис. 2.27. Комплексный аппарат МКАВ-150/100 с полностью разрушающимся каркасом

1 – головка; 2 – заряд ВЭКС ЗПГД-170МТ; 3 – кумулятивный заряд; 4 – детонирующий шнур; 5 – взрывпатрон; 6 – электрический провод

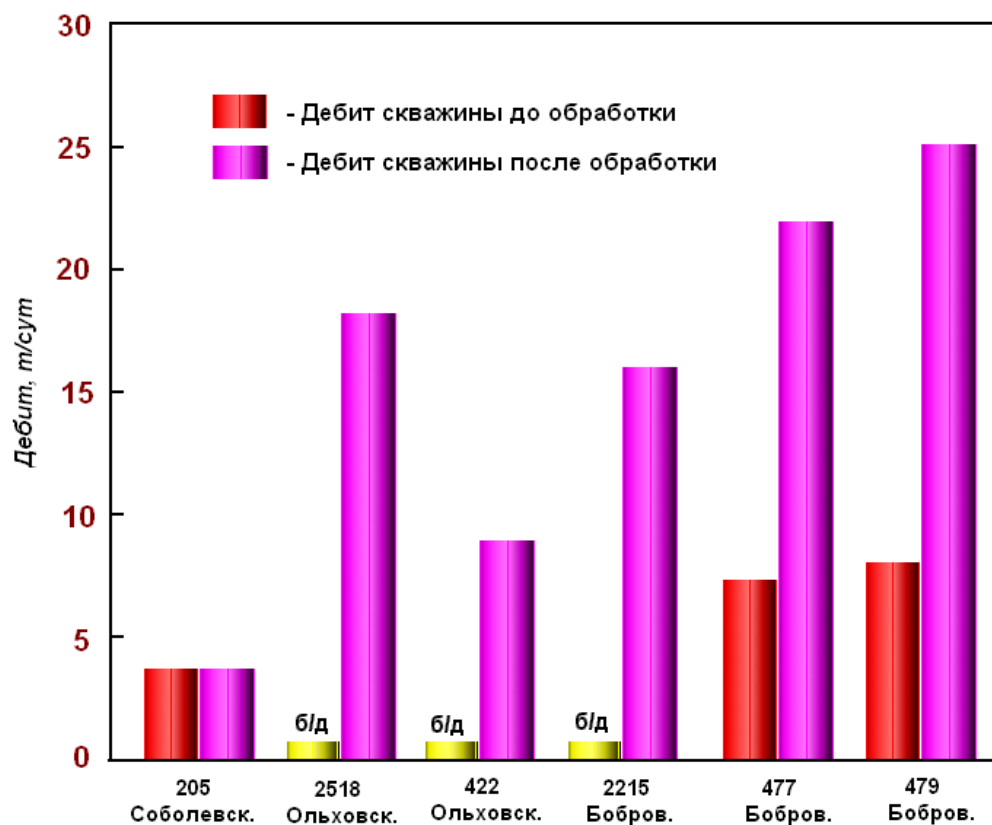


Рис. 2.28. Результаты применения МКAB-150/100 в скважинах ОАО «Оренбургнефть»

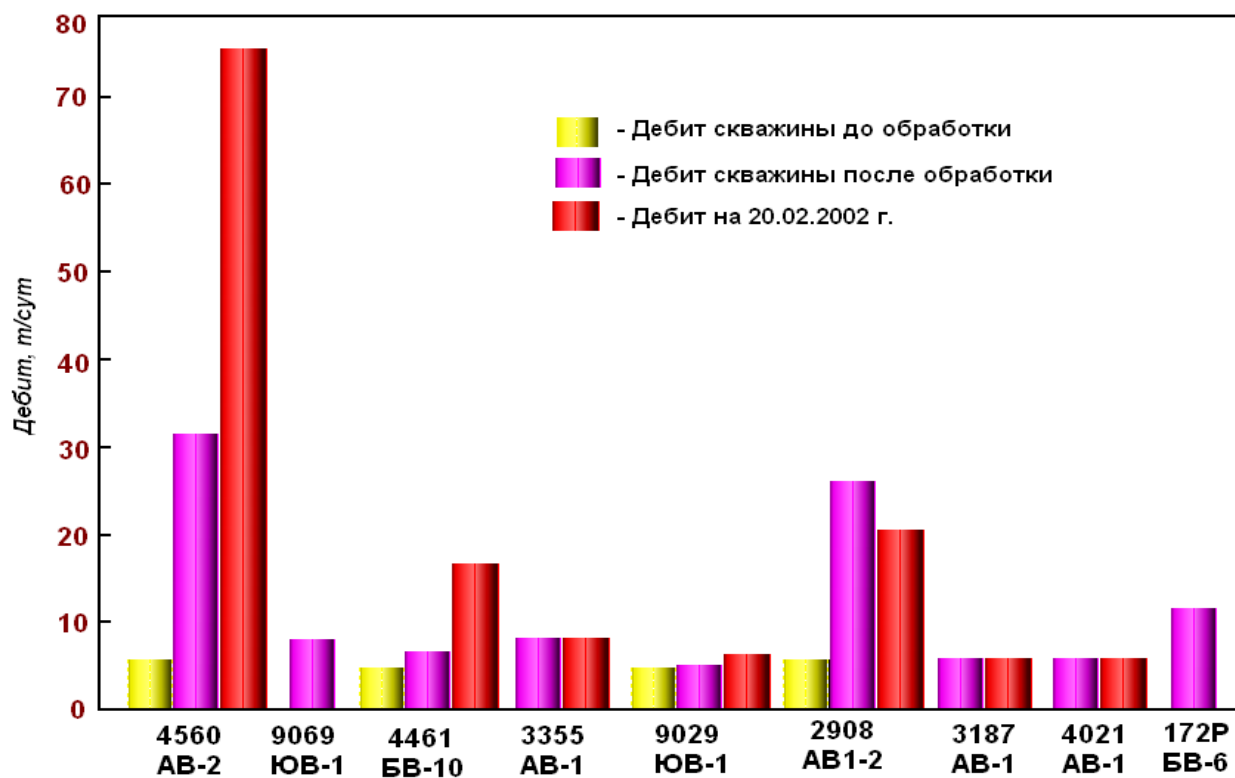


Рис. 2.29. Результаты применения МКAB-150/100 в скважинах ОАО «Коминнефть»

Для использования в технологиях ГДРП без НКТ разработаны комплексные аппараты ГП105 и ПГК-102, спускаемые в скважину на геофизическом кабеле.

Газогенератор перфораторный ГП105, показанный на рисунке 2.30, состоит из перфораторного модуля – стандартный перфоратор многоразового применения ПК105 [161] - и двух корпусов этого же перфоратора с размещенными в них зарядами ЗГП105 из ВЭКС. Заряды ЗГП105 воспламеняются под действием продуктов взрыва кумулятивных зарядов. Газообразные продукты сгорания зарядов ВЭКС ЗГП105 истекают через боковые отверстия корпуса перфораторного модуля вслед за кумулятивной струей в перфорационные каналы, разрушая зону уплотнения стенок канала и создавая дополнительные трещины в породе [100,114].

Многочисленные промысловые испытания, проведенные Пермским ИТЦ в регионе и Западной Сибири показали надежность, безопасность и высокую эффективность его работы [32,33]. При этом все обработки скважин дают, как правило, положительный результат. Суточный дебит скважин увеличивался в 3-15 раз, а продолжительность эффекта составляет от нескольких месяцев до нескольких лет.

Устройство ГП105 имеет определенные преимущества по сравнению с другими аппаратами комбинированного воздействия, а именно:

- многократность использования корпуса, что снижает стоимость каждого залпа и, следовательно, стоимость обработок ПЗП;
- наименьшая засоряемость скважин, так как все осколки от зарядов и шлам из породы собираются в нижней камере аппарата;
- наименьшие силовые нагрузки на обсадную колонну и цементный камень, так как воздействие мощной ударной волны, образуемой при детонации кумулятивных зарядов, воспринимает на себя толстостенный стальной корпус;
- наличие имплозивного эффекта, что позволяет наиболее успешно проводить операции по вызову притоков в малодебитных скважинах.

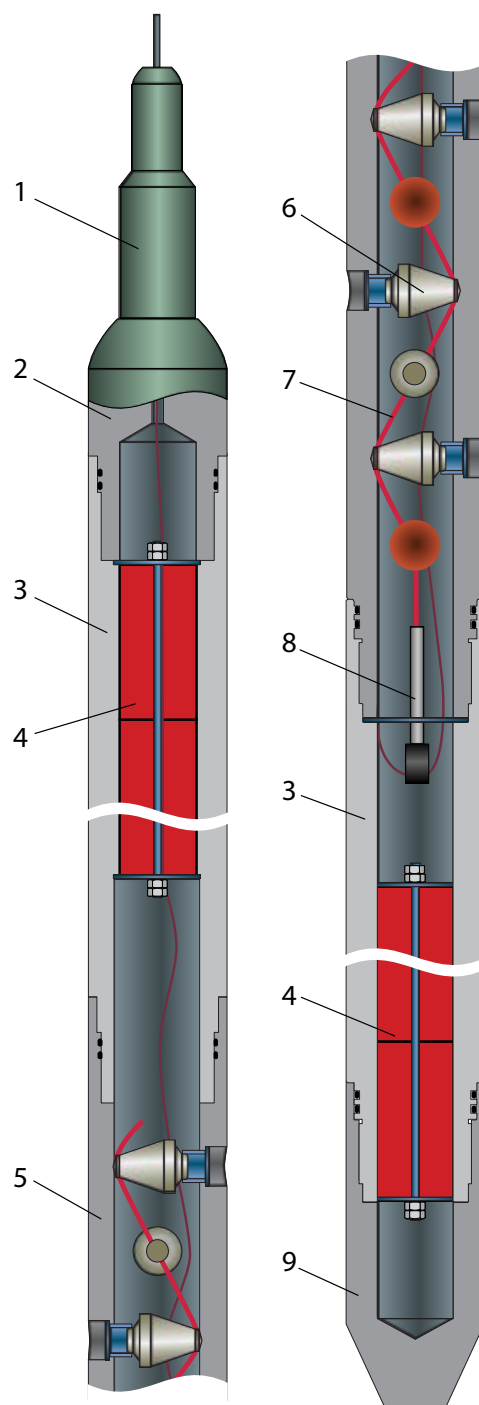


Рис. 2.30. Газогенератор перфораторный ГП105:

1 – кабельная головка; 2 – головка; 3 – корпус для зарядов ВЭКС ЗГП105;
 4 – заряд ВЭКС ЗГП105; 5 – корпус кумулятивных зарядов; 6 – кумулятивный заряд;
 7 – детонирующий шнур; 8 – взрывной патрон; 9 – наконечник

Некоторые результаты обработок скважин комбинированными аппаратами ГП105 приведены в таблицах 2.11 и 2.12.

**Результаты обработок скважин устройством ГП105 в скважинах
ЗАО «КамаНефть»**

Таблица 2.11.

Номер скважины	Площадь	Дебиты, т/сут				Прирост добычи, т/сут
		до обработки	Проектный	после обработки	при дальнейшей эксплуатации	
153	Ольховское	10,0	12,0	12,0	12,0	2,0
431	Ольховское	2,4	4,0	5,3	5,3	2,9
260	Ольховское	4,3	4,4	5,8	5,8	1,5
907	Яринская	0,8	2,0	2,6	2,6	1,8

**Результаты обработок скважин устройством ГП105 по данным одного из
Пермских предприятий компании «ЛУКОЙЛ»**

Таблица 2.12.

Номер скважины	Дебиты, т/сут		Обводненность, %	
	до обработки	после обработки	до обработки	после обработки
Курбатовская № 3	4,6	6,7	2,5	4,0
Солдатовская № 35	3,6	8,7	2,6	2,6
Чураковская № 345	0	3,3	23,3	14,1
Чураковская № 469	1,0	3,0	34,8	3,3
Гондаревская № 392	1,2	4,7	29,1	8,3
Гожановская № 2018	11,6	15,0	40,7	29,0
Гожановская № 392	2,0	7,0	29,9	8,3
Гожановская № 626	1,3	5,0	20,0	20,7
Большие Кусты № 202	1,6	3,0	5,0	1,6

Кокуйская № 9154	0	2,3	21,5	21,5
Кокуйская № 641	0	3,9	4,1	14,1
Кокуйская № 2083	1,0	5,9	28,2	21,5
Асюльская № 170	5,0	9,9	29,0	36,0
Асюльская № 183	3,0	6,7	6,6	11,6
Асюльская № 244	2,0	7,0	2,5	10,7
Маскудьинская № 956	6,0	5,0	78,8	64,7

Перфоратор газогенераторный ПГК-102 (рис.2.31) представляет собой корпусный перфоратор однократного применения типа ПКТ [161] с установленными на корпусе трубчатыми зарядами ВЭКС из состава СГС, воспламеняемыми кумулятивными струями зарядов перфоратора. Разработан типоразмерный ряд аппаратов ПГК-102 (Табл. 2.13) на базе допущенных Ростехнадзором к постоянному применению корпусных одноразовых перфораторов.

Аппарат ПГК-102 предназначен для восстановления проницаемости сильно закольматированных участков продуктивного пласта (на глубину до 3-5м) и по эффективности действия способен заменить самые совершенные системы кумулятивных перфораторов с высокой проникающей способностью [99,112].

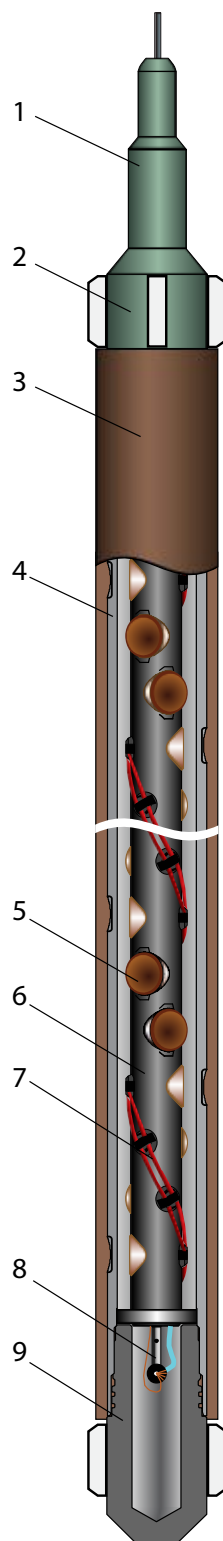


Рис. 2.31. Перфоратор-генератор комплексный ППК-102

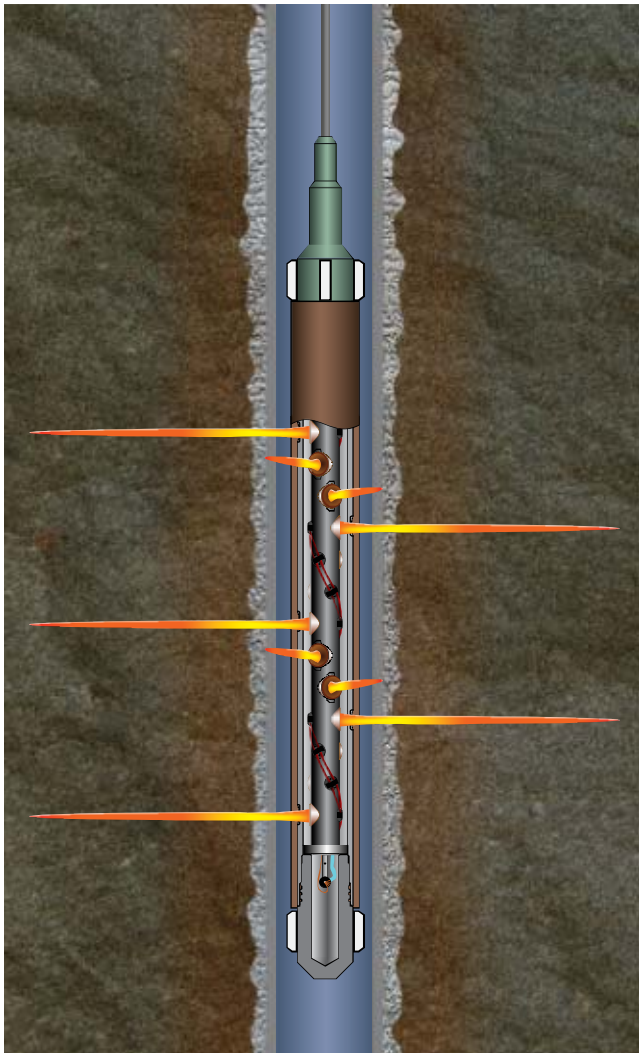
1 – кабельная головка; 2 – головка; 3 – заряд пороховой ЗПК-102; 4 – корпус;
 5 – кумулятивный заряд; 6 – каркас; 7 – детонирующий шнур; 8 – взрывной патрон;
 9 – наконечник

Типоразмерный ряд аппаратов ПГК-102

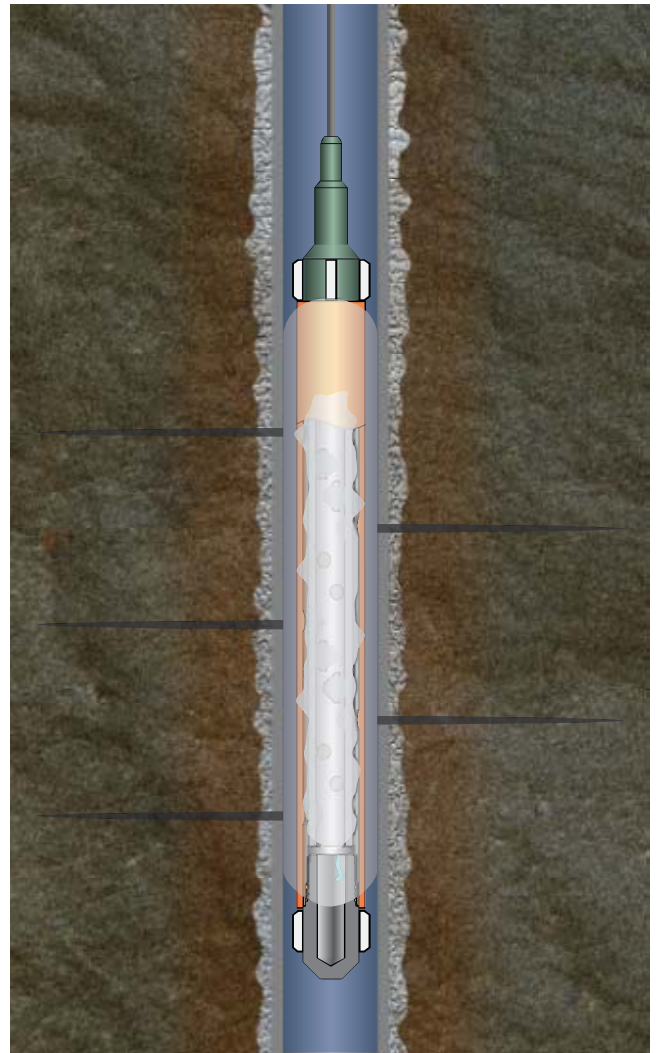
Таблица 2.13

Основные технические характеристики	ПГК-102 (на базе ПКТ50)	ПГК-102 (на базе ПКТ73)	ПГК-102 (на базе ПКТ89)	ПГК-102 (на базе ПКТ105Н)	ПГК-102 (на базе ПКТ114)
Наружный диаметр, мм	76	112	116	130	140
Максимальная длина аппарата, (на кабеле / на трубах)	10	10/150	10/150	10/150	10/150
Плотность перфорации, отв/м	20	20	20	14; 18	16; 18; 20; 40
Фазировка перфорационных отверстий, град.	60*	60*	60*	60*	60*; 135/45
Диаметр канала, мм					
Кумулятивные заряды типа БО		18	19; 23	24; 25	24; 21
Кумулятивные заряды типа ГП	5	8; 9	11	11	11
Глубина перфорационных каналов, мм					
Кумулятивные заряды типа БО		170	180; 210	210	210; 170
Кумулятивные заряды типа ГП	350	550; 750	650; 900	1100; 1200	950; 1100; 1200
Удельный объем пороховых газов, л/ кг	800 - 1000	800 - 1000	800 - 1000	800 - 1000	800 - 1000

Схема работы комплексного аппарата ПГК-102 в скважине показана на рис. 2.32.



I



II

Рис. 2.32. Схема работы комплексного аппарата ППК-102 в скважине:

I – перфорация; II – обработка перфорационных каналов продуктами горения зарядов ВЭКС ЗППК-102

Результаты обработок некоторых скважин приведены в таблице 2.14.

Результаты обработок скважин комплексным аппаратом ПГК-102

Таблица 2.14.

Номер скважины	Интервал обработки, м	Масса зарядов, кг	Давление $P_{\max}$, МПа	Дебит скважин, т/сут	
				до обработки	после обработки
Ем-Еговское № 448, НГДУ «Красноленинскнефть»	1452-1454 1448-1450	6,10 9,15	60	0	7,9
Западно-Комынное № 546, ОАО «Сургутнефтегаз»	2909-2905 2905-2901 2896-2892	12,20 15,20 15,20	69,5 113,2 70,4	0,34	8,5
Урожайное, ОАО «Ставропольнефтегаз»	3505-3510	12,20	60,3	0	10,0
Бобровская № 932, ОАО «Оренбургнефть»	2500-2700	18,30	-	9,2	52,0
Узень № 4836, ЗАО «Мунай-Экология» Казахстан	1284-1287 1298-1304	12,20 15,20	54,2 52,3	4,0	Слабо фонтан.
Узень № 6648, ЗАО «Мунай-Экология» Казахстан	1089-1092 1093-1112	6,10 9,15	33,5 37,0	3,0	32,0

Комплексирование физико-химических обработок с пороховыми генераторами давления позволило эффективно восстановить проницаемость трещинных коллекторов, закольматированных в процессе бурения и эксплуатации скважин, и достичь высоких промышленных дебитов, соответствующих данному периоду разработки месторождения. Продолжительность эффекта сохраняется 8-12 месяцев. При повторной обработке потенциальные дебиты скважин могут быть вновь восстановлены.

2.5.6. Разработка электронного способа инициирования перфораторов и комплексных аппаратов, спускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах

В настоящее время для проведения перфорации на насосно-компрессорных трубах (НКТ) используются следующие методы инициирования:

- сброс штанги инициирующей;
- спуск штанги инициирующей на кабеле или гибкой трубе;
- продавливание шара по насосно-компрессорной трубе;
- применение взрывных головок гидравлического действия;

Первый метод применяется при работе с вертикальными или наклонными скважинами, с небольшим углом наклона. В горизонтальных скважинах его применение невозможно.

Проведение перфорации в горизонтальных скважинах вторым методом является трудоемким, дорогостоящим и ненадежным, так как требует применения специального оборудования, такого как жесткий геофизический кабель или гибкая труба (колтюбинг). В этом случае проводка инициирующей штанги к головке трубного перфоратора и инициирование перфоратора ударным методом весьма затруднительно. Проведение перфорации в горизонтальных скважинах третьим методом возможно только на репрессии, что приводит к задавливанию проперфорированного пласта скважины за счет избыточного давления скважинной жидкости. Ни один из вышеуказанных методов не позволяет выполнять селективную перфорацию. Применение взрывных головок гидравлического действия является наиболее приемлемым методом проведения перфорации в горизонтальных скважинах на депрессии [133]. Недостатком является дороговизна проводимых работ, повышенные требования к квалификации исполнителей, они более сложны по конструкции, так как должны включать систему трубопроводов, и сложнее вписываются в компоновки с другим скважинным оборудованием, также имеющим гидравлическую связь с устьем скважины [15,28].

Разработанный способ инициирования перфораторов и комплексных аппаратов, спускаемых на НКТ, с помощью электронной взрывной головки (ЭВГ) основан на использовании физических процессов, возникающих в скважине при проведении различных технологических операций, связанных с прострелочно-взрывными работами или специально разработанными для реализации предложенного метода. Эти физические процессы создают в скважине условия, используемые в качестве опций алгоритма принятия решения по инициированию аппарата. Это изменение гидростатического давления в скважине, вращение насосно-компрессорных труб, промывка скважины, изменение состава скважинной жидкости, траектория движения перфоратора в скважине (геометрия скважины), пакеровка и распаковка затрубья, установка в вертикальной части скважины изолирующих мембран и их разбитие штангой для создания динамического (кратковременного) изменения скважинного давления. Изменение гидростатического давления достигается за счет спускоподъемных операций, компрессирования, работы поверхностных агрегатов, свабиrowания или работы электрических центробежных насосов (ЭЦН). Для создания импульсного воздействия на гидростатическое давление могут быть использованы твердотопливные генераторы давления. Также предлагается использование волнопроводящих (акустического частотного диапазона) свойств скважинной жидкости, насосно-компрессорных труб или обсадной колонны скважины, использование соседних скважин для передачи информации по пластам, использование на поверхности или в скважине сейсмических источников колебаний (взрывных, механических, пневматических, гидравлических и т.п.). На выбранных этапах технологических операций в скважине предполагается использование временных задержек, выбранных исполнителем работ. Возможно также применение дополнительных технологических операций или процессов, не предусмотренных при проведении стандартных прострелочно-взрывных работ. Например, спуск кабельного прибора для создания телеметрического канала связи между прибором и электронной взрывной головкой по скважинной жидкости или НКТ. В этом случае, кодированные команды на инициирование, формируемые

аппаратурой геофизической станции, или сигналы от взрывного высокочастотного прибора, подаются с поверхности по кабелю в прибор, а затем, после преобразования электрических сигналов в физические процессы, по скважинной жидкости или по НКТ до электронной взрывной головки. В качестве таких преобразователей могут применяться магнитострикционные преобразователи, пьезоэлектрические излучатели, ударные устройства, компрессоры, взрывные источники или электрические разрядники.

Таким образом, разработан метод, использующий в качестве канала связи телеметрической системы, необходимой для передачи инициирующих команд, все, что связано со скважиной или окружает (или характеризует) ее - пласты, колонны, скважинная жидкость, геометрия скважины, а в качестве сигналов используются физические процессы, сопровождающие различные технологические операции. Инициирование аппарата осуществляется при совпадении нескольких разнесенных во времени комбинаций различных физических процессов с заранее заданными параметрами. Защита от несанкционированной инициации осуществляется выбором таких комбинаций физических процессов, которые исключают случайное совпадение при неготовности к операции, а также обязательным наличием скважинного давления (не менее 2 МПа). Предполагается использование этого метода для проведения селективной перфорации или поинтервальной обработки скважины с целью интенсификации. В этом случае каждую секцию аппарата снабжают своей электронной взрывной головкой, запрограммированной на разные условия принятия решения. Например, в случае работы с кабельным прибором таким условием может быть уникальный индивидуальный номер электронной инициирующей головки, прописанный в нее изготовителем.

Для реализации электронного метода инициирования перфораторов и комплексных аппаратов разработана автономная электронная взрывная головка (ЭВГ). Она заменяет или дополняет штатные взрывные головки, придавая им функцию «интеллектуальности». Это, в свою очередь, приводит к гибкости и

упрощению проведения ПВР, в том числе в горизонтальных скважинах и на депрессии.

Электронная взрывная головка выполняет следующие функции:

- записывает в энергонезависимую память последовательность технологических операций или процессов для их последующего воспроизведения исполнителем работ;
- преобразовывает физические величины в электрические сигналы;
- нормирует и оцифровывает электрические сигналы;
- сравнивает записанные и полученные сигналы;
- «принимает решение» о разрешении или запрете инициирования аппарата;
- формирует временную задержку от момента принятия решения до выработки сигнала на инициирование. В это время возможна, например, замена устьевого оборудования, установка лубрикатора и т.п.;
- иницирует аппарат.

Электронное иницирующее устройство перфораторов состоит из следующих блоков:

- источника питания;
- преобразователей физических величин в электрические сигналы (датчиков);
- нормирующих усилителей;
- аналого-цифрового преобразователя;
- устройства сравнения сигналов;
- энергонезависимой памяти;
- реле давления;
- исполнительного модуля.

В качестве источника питания используются высокотемпературные батареи. В качестве преобразователей физических величин в электрические сигналы могут использоваться датчики давления, температуры, плотности жидкости, акселерометры, сейсмодатчики, датчики кручения, гидрофоны, расходомеры,

приемники акустических сигналов. В качестве нормирующих усилителей, аналого-цифрового преобразователя и устройства сравнения сигналов используется микроконвертор или микроконтроллер с соответствующими электронными обвязками и программным обеспечением.

Устройство сравнения сигналов сравнивает, во временной и амплитудной областях, записанные в энергонезависимой памяти процессы и полученные с датчиков сигналы. Исполнительный модуль предназначен для формирования сигналов или воздействий, необходимых для инициирования прострелочно-взрывного аппарата. Разработаны два варианта исполнительного модуля:

Вариант 1. Электронный программно-аппаратный модуль, формирующий сигнал, необходимый для срабатывания электровоспламенителя взрывного патрона предохранительного типа ПВПД-Н или ЭД-ПН. Конструкцией патрона обеспечена его защищенность от воздействия источников постоянного тока напряжением до 500В и переменного тока напряжением до 380В частотой 50Гц от блуждающих токов промышленной частоты практически без ограничений и зарядов статического электричества напряжением до 25кВ. Частота, амплитуда и длительность сигнала инициирования выбираются в зависимости от применяемого взрывного патрона. Сигналы от модуля подаются через контакты реле-давления на обмотку взрывного патрона. Реле давления необходимо для блокировки исполнительных цепей взрывного патрона при отсутствии скважинного давления. Реле давления настраивается на замыкание блокирующих контактов при давлении 5,0МПа.

Вариант 2. В качестве исполнительного модуля применяется двигатель постоянного тока с редуктором и механизмом преобразования вращательного движения в поступательное движение штока (Рис. 2.33). В этом случае используется взрывная головка типа ГС, предназначенная для срабатывания от скважинного давления при срезании предохранительных штифтов иницирующей штангой или шаром. При работе двигателя шток механизма надавливает на втулку головки. Штифты срезаются, т.е. исполнительный модуль выполняет функции иницирующей штанги, и ударник головки под действием давления в

скважине инициирует аппарат. При величине гидростатического давления в месте расположения головки менее 5МПа инициирование невозможно.

Принятые обозначения на рис. 2.33:

- 1-корпус;
- 2-двигатель постоянного тока;
- 3-устройство преобразования движения;
- 4-взрывная головка;
- 5-устройство детонации.

Ограничением в применении электронных взрывных головок в настоящее время является рабочий диапазон температур (до $+100^{\circ}\text{C}$), но с развитием электроники диапазон применения постоянно расширяется (до $+165^{\circ}\text{C}$).



Рис.2.33. Исполнительный модуль ЭВГ.

Технология разработанного способа инициирования аппаратов в скважине заключается в следующем [114]. После спуска в горизонтальную часть скважины трубного перфоратора или комплексного аппарата с электронной взрывной головкой в вертикальную часть скважины доставляется твердотопливный генератор давления в комплектации с одним или несколькими зарядами ВЭКС, создающими при каждом инициировании импульс давления в жидкости скважины. Эти изменения давления воспринимаются электронной взрывной

головкой и происходит инициирование всего аппарата или его отдельной секции (в случае применения нескольких ЭВГ). На рис.2.34 показана реализация этого варианта.

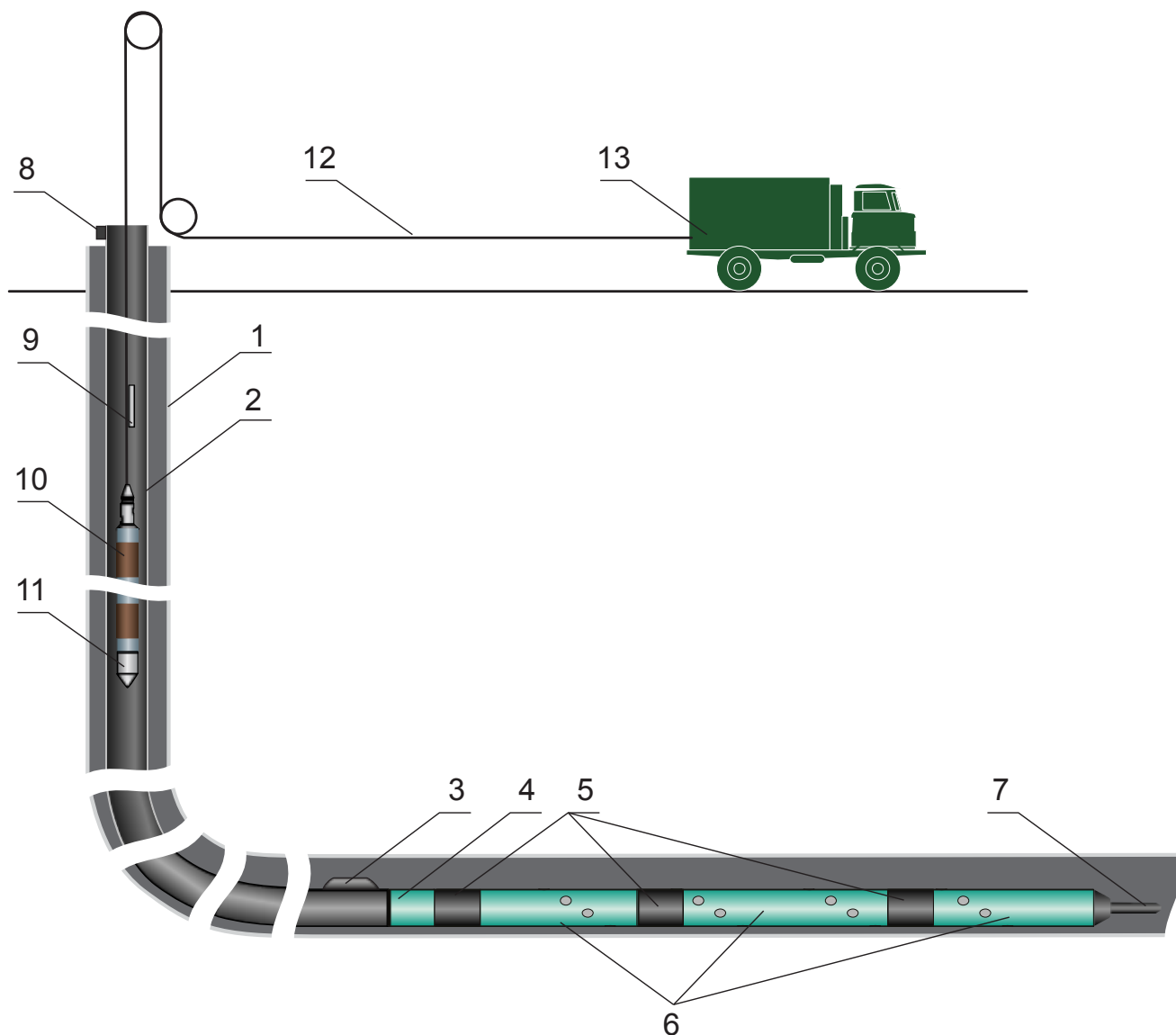


Рис.2.34. Инициирование прострелочно-взрывного аппарата с ЭВГ на депрессии с помощью генератора давления

Принятые обозначения на рис.2.34 и рис.2.35

1- обсадная колонна;

2- НКТ;

3- автономный геофизический прибор, установленный в контейнере, снаружи НКТ;

- 4- прибор контроля спускоподъемных операций перфоратора;
- 5- электронная взрывная головка;
- 6- перфоратор или комплексный аппарат, спускаемый на НКТ;
- 7- автономный геофизический прибор;
- 8- устьевой прибор контроля срабатывания;
- 9- кабельный геофизический прибор;
- 10- твердотопливный генератор давления;
- 11- автономный геофизический прибор;
- 12- геофизический кабель;
- 13- геофизический подъемник.

Второй вариант использования ЭВГ (Рис.2.35) предполагает использование агрегата типа ЦА-320. После спуска прострелочно-взрывного аппарата в горизонтальный участок скважины агрегатом создают избыточное давление в скважине необходимое количество раз и с заданной последовательностью. Затем снижают уровень жидкости до достижения необходимой депрессии. В электронной взрывной головке по специальному алгоритму происходит сравнение записанной в память и реальной циклограмм давления. В случае совпадения происходит инициирование перфоратора.

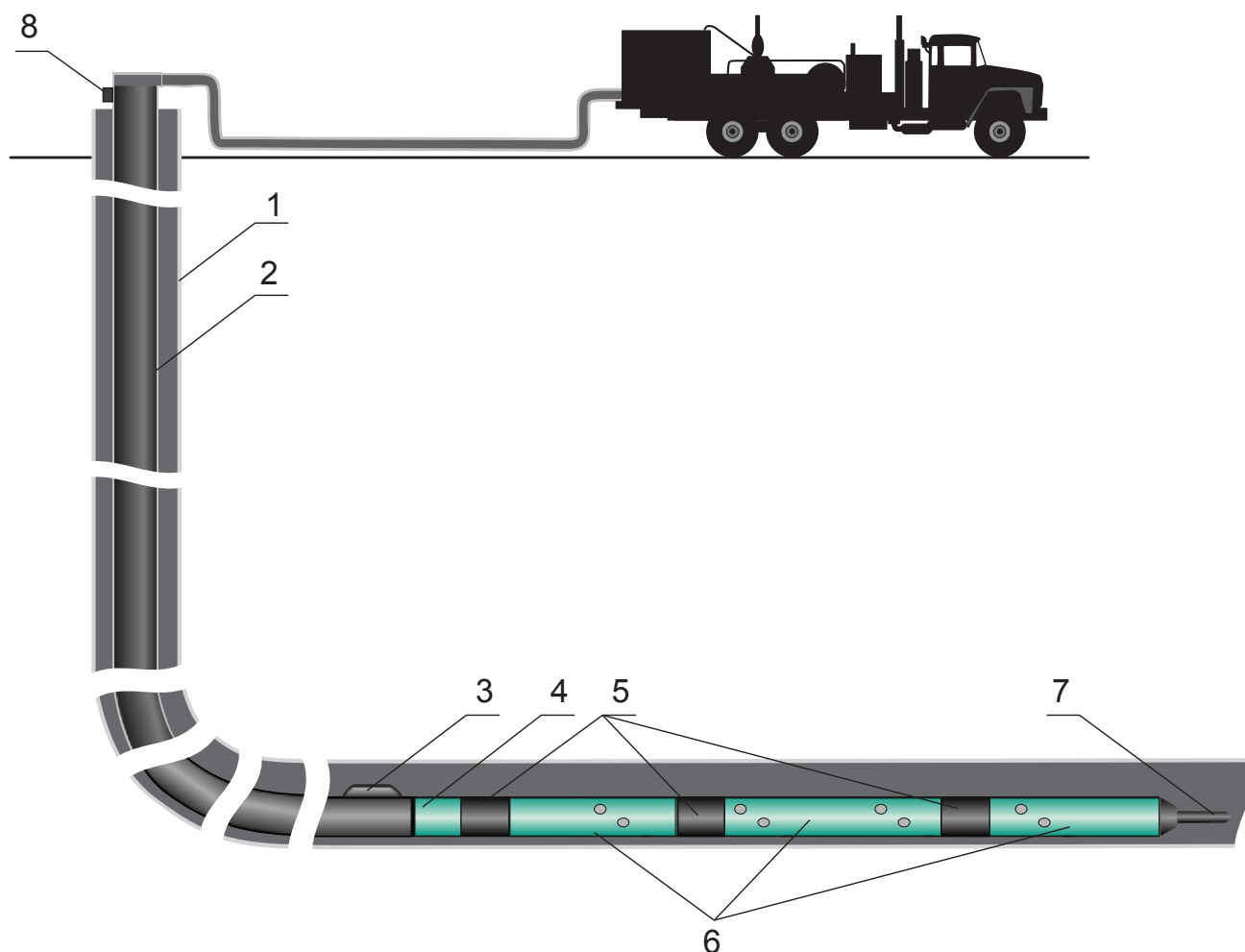


Рис.2.35. Иницирование трубного перфоратора с ЭВГ на депрессии

Третий вариант аналогичен второму, но вместо агрегата на поверхности используем ЭЦН в скважине с функциями, аналогичными агрегату.

Во втором и третьем вариантах в качестве дополнительного иницирующего сигнала можно использовать вращение НКТ (если не используется межколонный пакер). Во всех вариантах перед иницированием предусмотрена временная задержка от нескольких секунд до нескольких часов. Для безопасности проведения ПВР предусмотрены сигналы отказа от иницирования, в частности, таким сигналом может быть подъем перфоратора на заранее определенное или большее количество труб НКТ.

В первом варианте безопасность проведения ПВР дополнительно обеспечивается методом иницирования, т.е. подачей иницирующего сигнала с поверхности и применением взрывного патрона предохранительного типа.

Глава 3. Исследование и разработка технологии эффективного вторичного вскрытия направленной перфорацией

Технология вторичного и последующего вскрытия пласта кумулятивной перфорацией является одним из основных способов создания гидродинамической связи между продуктивным пластом и скважиной. Качественное вскрытие продуктивного пласта в свою очередь влияет на улучшение показателей фильтрационно-емкостных свойств нефтегазового коллектора в его прискважинной зоне, что, в конечном счете, приводит к увеличению объемов добычи нефти и газа. Поэтому постоянно внедряются новые технологические решения для вторичного и последующего вскрытий. Одно из таких решений - способ вторичного вскрытия продуктивного пласта перфораторами, конструкция которых предусматривает расположение вертикальных пар зарядов по заданной спирали [86,121]. Это различие в конструкции расположения зарядов показано на рис.3.1а и 3.1б.

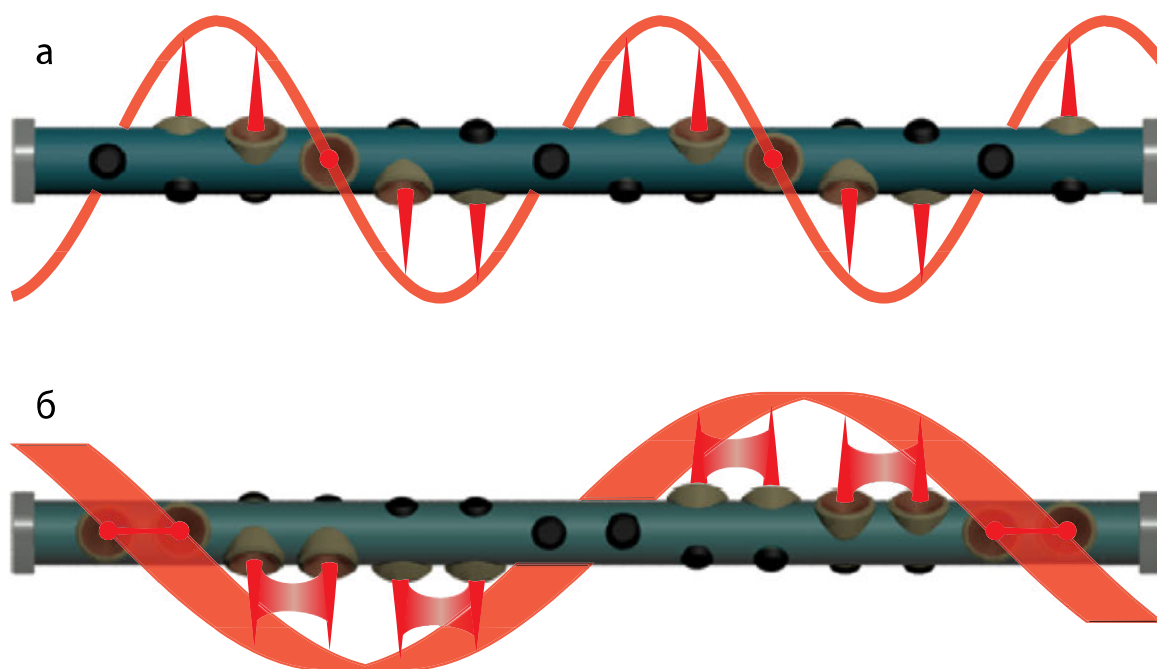


Рис.3.1. Стандартное (а) и парное (б) расположение зарядов в перфораторе «СПАРКА»

Из практики отстрела кумулятивных зарядов по мишеням, особенно по бетонным мишеням контроля качества, известно, что на минимальных скоростях

бронепробития, в конце канала, когда скорость распространения ударной волны и волны сжатия больше чем скорость бронепробития, струя часто уходит вбок на границу мишени по минимальному расстоянию.

При отстреле пар зарядов по бетонной мишени, ударные волны накладываются друг на друга, и между пробитыми каналами образуют трещину, дополнительно дренирующую вскрываемый пласт. Таким образом, пласт вскрывается не отдельными перфорационными каналами, а плоскостью, образованной соседними каналами трещиной между ними (Рис.3.2).



Рис.3.2. Параллельные перфорационные каналы при отстреле перфоратора типа «СПАРКА» в мишени. Расстояние между парами зарядов равно шагу (плотность перфорации 14отв./м) – 70мм. Глубина пробития порядка 350мм.

При отстреле зарядов по сходящейся траектории трещины идут навстречу

друг другу и сходятся. (Рис.3.3) Расстояние между зарядами 250мм, глубина пробития порядка 450мм.



Рис.3.3. Траектории сходящихся перфорационных каналов при применении перфоратора типа «СПАРКА»

Следует предположить, что в бесконечной мишени (пласте) трещины будут образовываться между парами зарядов.

В предлагаемой конструкции перфораторов, с фазировкой 60^0 пары зарядов, расположенные на одной линии параллельно друг другу или направлены навстречу друг другу. Угол наклона каждого заряда относительно оси перфоратора зависит от глубины пробития кумулятивного заряда и коэффициента снижения пробития, который в свою очередь зависит от прочностных характеристик пласта. Величина этого коэффициента колеблется от 0,3 до 0,9. При коэффициенте 0,3 и глубине пробития по бетону 1000мм, угол наклона

зарядов к оси перфоратора составит $60 - 120^0$ (или $\pm 30^0$ от перпендикуляра к оси перфоратора).

Созданные таким образом трещины обязательно пересекутся с естественными трещинами пласта и значительно повысят успешность дальнейших операций в ПЗП и степень вскрытия объекта.

Экспериментально доказана эффективность использования парного расположения кумулятивных зарядов в сравнении с классическим – одиночным - расположением зарядов в перфораторе при нормальных условиях и в условиях, имитирующих скважинные. Отстрел пары кумулятивных зарядов в одной плоскости производился по моделям пласта - бетонным образцам кубической формы размерами 500х500х500мм.

Испытания при высоких давлениях проводились при начальном давлении 20МПа и начальной температуре 20°C в сосуде высокого давления и температуры (СВДТ). Исходная прочность мишеней на сжатие составляла 53 МПа. Изменение структуры (изменение пористости, появление трещин) извлеченных образцов определяли с помощью ультразвукового (УЗ) прибора «Пульсар-1.2», поскольку визуально определяется только сам факт появления трещины.

После прозвучивания образцов получено подтверждение наличия области трещиноватости между каналами перфорации, на основе анализа скоростей прохождения ультразвуковой волны (УЗВ) через исследуемый образец, и соответственно, меньшее значение прочности образца по сравнению с его первоначальным значением прочности на сжатие (Таблица 3.1).

Результаты испытаний на прочность УЗ прибором «Пульсар 1.2»

Таблица 3.1

№ п/п	Образец	Скорость, м/с	Прочность, МПа	Тип прозвучивания
1	Образец №1	4046	32,9	Торцевое сквозное
2		4047	33	Торцевое сквозное
3		4048	33	Торцевое сквозное
1	Образец №2	4112	35,0	Торцевое сквозное
2		4119	35,2	Торцевое сквозное
3		4112	35,0	Торцевое сквозное
1	Образец №3	4587	52,7	Торцевое сквозное
2		4587	52,8	Торцевое сквозное
3		4586	52,7	Торцевое сквозное

Для более детальных исследований зоны мишени между каналами перфорации и подтверждения наличия увеличения пористости и обнаружения трещин, а также их числовых значений, использован метод рентгеновской компьютерной томографии. Исследования проводились на универсальном компьютерном томографе (КТ) V|tome| XS240 (*GE Phoenix X-ray*) в лаборатории рентгеновской компьютерной томографии института геологии и нефтегазовых технологий при Казанском (Приволжском) федеральном университете.

Томограф V|tome| XS240 (*GE Phoenix X-ray*) включает в себя две рентгеновские трубки: микрофокусная с максимальным напряжением 240кВ для просвечивания массивных образцов с размером до 420 x 240мм, массой до 10кг и нанофокусная трубка с максимальным напряжением 180кВ для высокоточного исследования образцов. В нашем случае использовалась микрофокусная рентгеновская трубка.

В томограф поочередно были установлены три образца с простреленными каналами. Два образца с парой каналов и один образец с одиночным каналом. После просвечивания образцов были получены трехмерные изображения (рис.3.4)

и с помощью программного обеспечения томографа AvizoFire в различных плоскостях сечений была исследована их подробная структура.

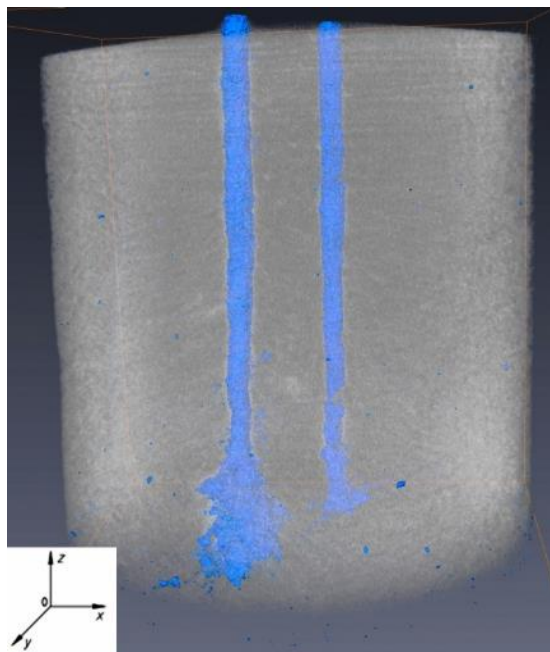


Рис. 3.4. Общий вид исследуемого образца в трехмерном изображении

Просвечивание каждого образца проводилось в два этапа. Вначале были получены изображения верхних частей мишеней, а затем нижних частей (которые отличаются цветом), и, таким образом, получены изображения исследуемых образцов по всей длине (рис.3.5). Затем с помощью графической программы Paint произведено совмещение соответствующих изображений между собой, что характеризуется четкой границей раздела на совмещенных изображениях. На рис.3.5 изображены пары каналов в сечении по оси Oy простреленного образца. На остальных снимках (рис.3.6) в поперечном сечении мишени по оси Oz на различной длине исследуемых образцов просматриваются кривые линии черного цвета между парами каналов перфорации, заполненные яркими включениями, которые и являются трещиной, связывающей каналы между собой. Яркие участки в области каналов перфорации и полученных трещинах между и вокруг каналов заполнены продуктами разрушения металлических облицовок зарядов. Замер

раскрытия полученных трещин в ее различных сечениях показал 0,7332мм в соответствующем месте замера.

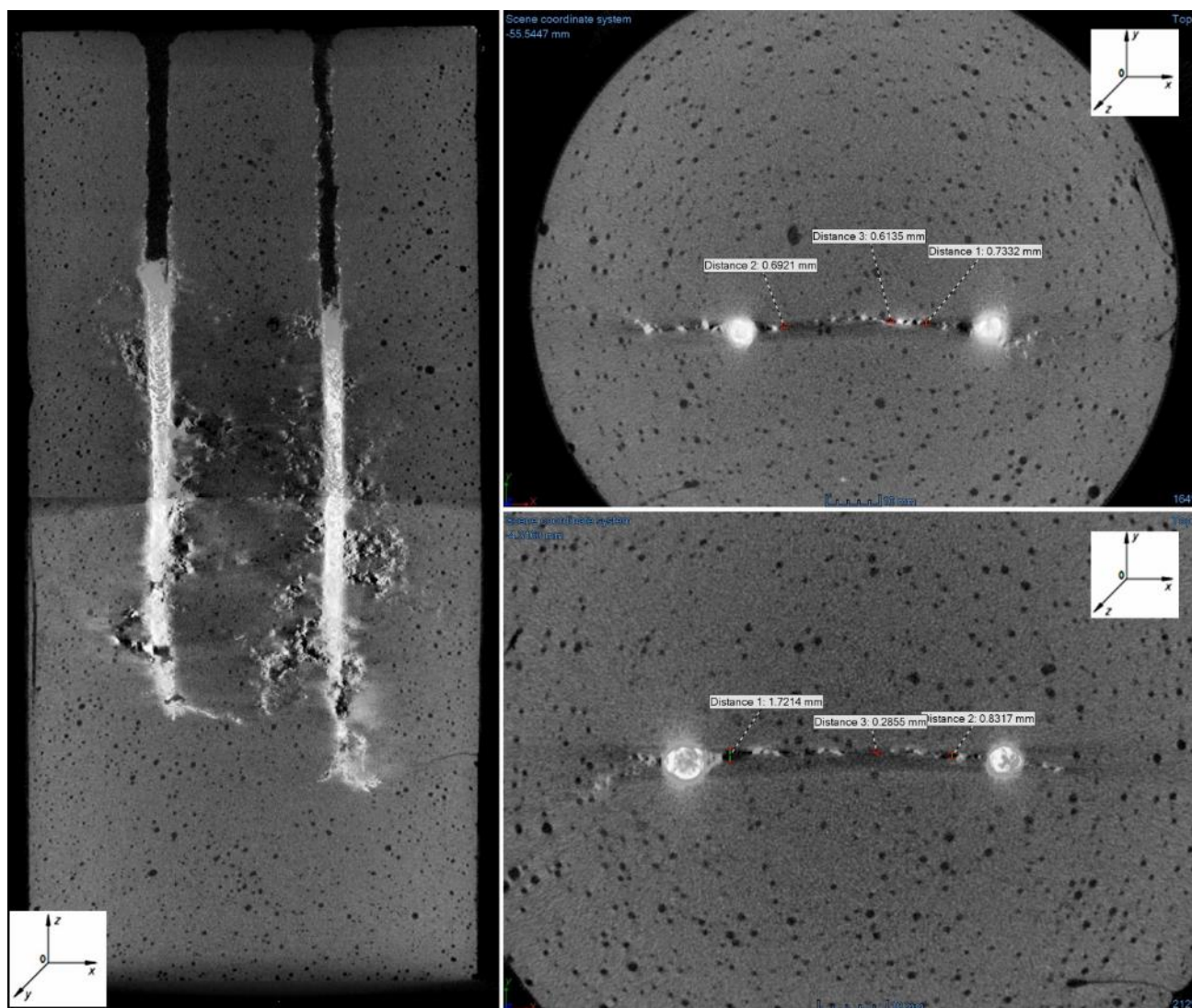


Рис. 3.5. Пара каналов перфорации и трещина между ними. Образец №1

А – сечение по оси Oy вдоль пары каналов;

Б, В – поперечное сечение по оси Oz по высоте образца.

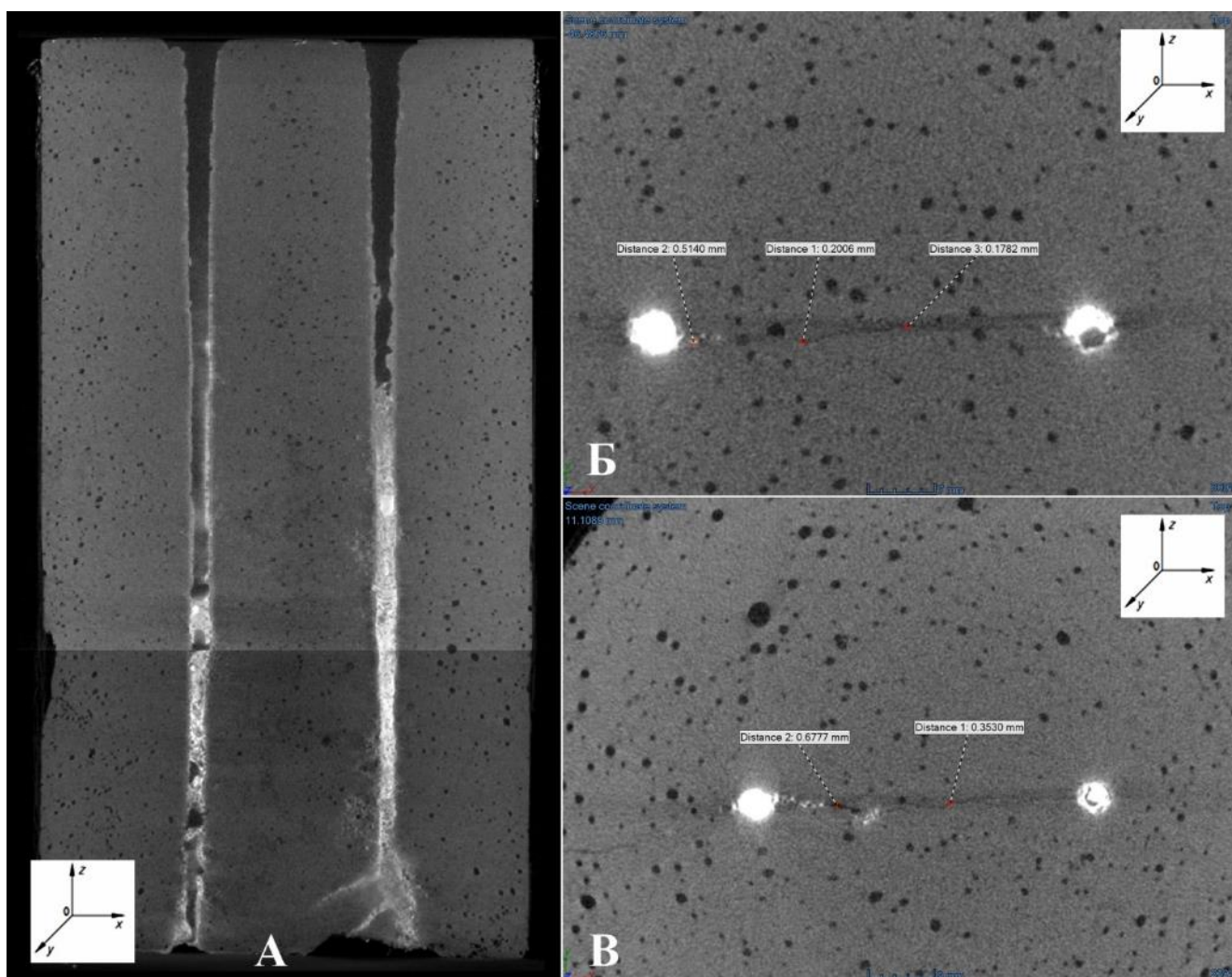


Рис. 3.6. Пара каналов перфорации и трещина между ними. Образец № 2

А – сечение по оси Oy вдоль пары каналов;

Б, В – поперечное сечение по оси Oz

Для оценки эффективности применения кумулятивных перфораторов, конструкция которых предусматривает расположение вертикальных пар зарядов по заданной спирали, рассмотрим в первом приближении упрощенную гидродинамическую модель в сравнении с моделью, в которой перфорационные каналы образованы по классической схеме. Предположим, что канал перфорации имеет цилиндрическую форму с радиусом r_k . Канал окружён двумя зонами: первая анизотропная зона зонально-неоднородной схемы показана на рис.3.7. Она имеет анизотропное распределение проницаемостей k_1 и k_2 в частях I и II. Вторая зона имеет более высокую проницаемость за счёт влияния парного заряда, т.е. $k_1 < k_2 < k$. Проницаемость k_1 справедлива для радиусов в отрезке $r_k < r < r_H$ и

полярных углов $0 \leq \phi \leq \pi$. Проницаемость k_2 справедлива для радиусов в отрезке $r_k < r < r_H$ и значений полярных углов $\pi \leq \phi \leq 2\pi$. Принимаем, что радиусы нарушенных зон I и II равны. Чтобы вывести формулу притока к одиночному каналу парного заряда обратимся к правой части схемы рис.3.7. Плоскорадиальный приток к каналу осуществляется через две зонально-неоднородные области 1 и 2 (рис.3.8). Примем, что для верхней I и нижней II анизотропных частей первой зоны справедлива формула Дюпюи со своими коэффициентами проницаемости.

В результате формула для расхода в единичном канале вертикальной пары зарядов примет вид

$$Q = \frac{2\pi k h \Delta p}{\mu \left[\ln(R_k / r_n) + \frac{2k}{k_1 + k_2} \ln(r_n / r_k) \right]} \quad (3.1)$$

Тогда формула для эффективного коэффициента проницаемости $k_{\text{эф}}$ перфорационного канала выглядит следующим образом:

$$k_{\text{эф}} = \frac{k \cdot \ln(R_k / r_k)}{\ln(R_k / r_n) + \frac{2k}{k_1 + k_2} \ln(r_n / r_k)} \quad (3.2)$$

Скин-фактор для единичного перфорационного канала

$$S = \ln(r_n / r_k) \cdot \left(\frac{2k}{k_1 + k_2} - 1 \right) \quad (3.3)$$

С помощью пакета MathCad составлена программа расчёта относительной продуктивности J - отношения расхода $Q_{\text{парн}}$ в перфорационном канале при парном их расположении к расходу $Q_{\text{од}}$ одиночного перфорационного канала - в зависимости от коэффициента проницаемости k_2 .

Результаты расчётов J в зависимости от проницаемости второй части первой анизотропной зоны k_2 в области $0,25 \leq k_2 \leq 0,55$ при $h = 0,35\text{м}$ (длина канала перфорации), $k = 0,8 D_a$ (проницаемость изотропной породы), $R_k = 1\text{м}$ (радиус контура), $r_H = 0,01\text{м}$ (радиус первой зоны) и $r_k = 0,005\text{м}$ (радиус канала перфорации) представлены в виде графиков на рис.3.9.

Как видно из графиков, если $k_2 > k_1$, то интенсивности притока при вторичном вскрытии пласта с использованием перфораторов с парной системой кумулятивных зарядов с увеличением проницаемости увеличиваются, что подтверждается приведёнными в статье экспериментами.

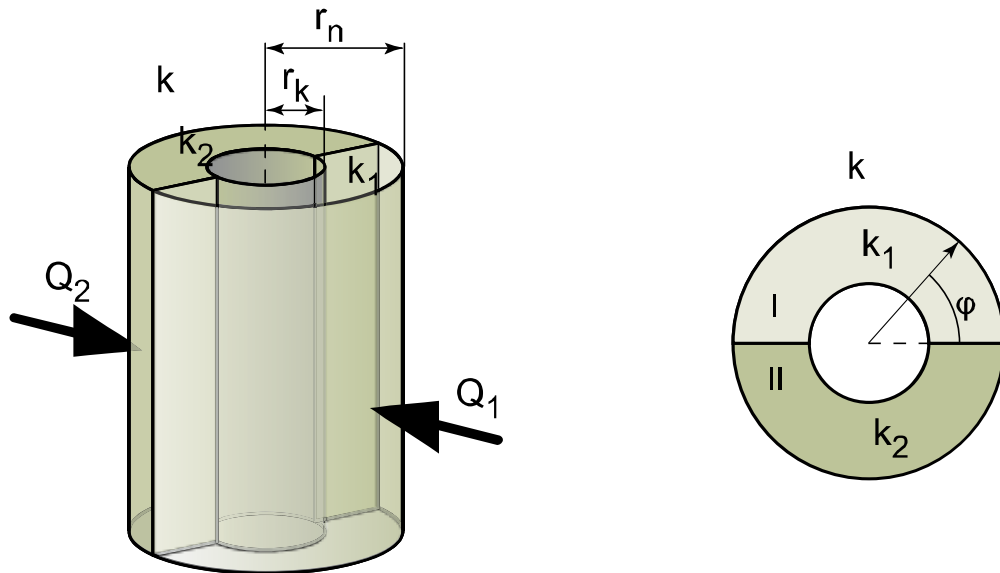


Рис. 3.7. Усреднённая схема анизотропной зоны около перфорационного канала в рассматриваемой модели:

k — проницаемость нетронутого пласта; k_1 — усреднённая проницаемость области повреждения перфорацией; k_2 — измененная усреднённая проницаемость за счёт влияния второго канала пары

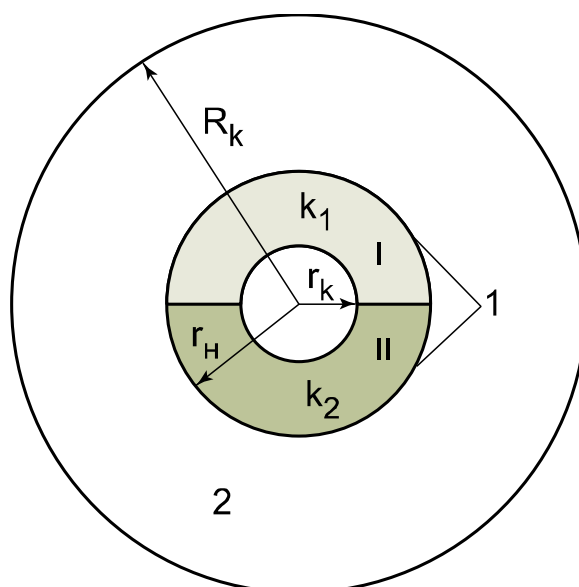


Рис. 3.8. Схема расчетной зональной неоднородной части пласта около перфорационного канала в рассматриваемой модели:

1 — первая анизотропная зона вокруг канала;
 2 — изотропная часть зоны пласта с проницаемостью k ;
 I — первая часть первой анизотропной зоны с усреднённой проницаемостью k_1 ;
 II — вторая часть первой анизотропной зоны с усреднённой проницаемостью k_2 за счёт влияния второго канала пары; R_k — радиус, на котором можно считать давление равным пластовому; r_k — радиус канала; r_H — общий радиус частей первой зоны

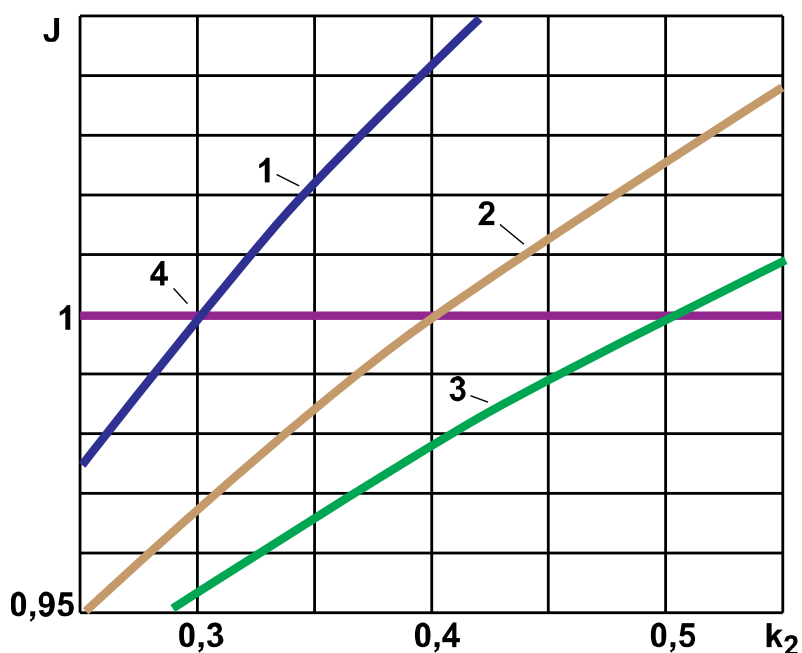


Рис. 3.9. Зависимость относительной продуктивности J от проницаемости второй части анизотропной первой зоны k_2 :

Кривые 1, 2, 3 рассчитаны для проницаемостей первой анизотропной зоны I, равных 0,3 Д, 0,4 Д, 0,5 Д соответственно; 4 — прямая линия, на которой $k_2 = k_1$

Например, для первой кривой на графике при $k_2 > 0,3$, происходит увеличение интенсивности от 1 до 1,084. Аналогично для 2 и 3 линии увеличение интенсивности при $k_2 > 0,4$ и $k_2 > 0,5$ происходит до 1,042 и до 1,017, соответственно.

Увеличение протяженности канала перфорации приводит к существенному увеличению интенсивности притока.

В общем случае, когда говорят о перфорации, имеют в виду, прежде всего, такие ее параметры, как плотность перфорации, фазировка отверстий, глубина и диаметр перфорационного канала в породе и диаметр отверстия в эксплуатационной колонне. В любом случае мы имеем дело с геометрическими характеристиками путей возможного дренирования углеводородов или иных, более сложных продуктов, в скважину. Основным же показателем для оценки эффективности вторичного вскрытия является площадь поверхности, через которую возможен такой дренаж.

Определяющей, несомненно, является глубина пробиваемого в породе-коллекторе канала. Все существующие модели расчета перфорации (Perform, GEM, SPAN, SPOT, NODAL и т.п.) основываются на результатах испытаний перфосистем по методике API RP 19B. И это совершенно справедливо, т.к. ни чего лучшего на сегодняшний день просто нет. Однако необходимо принимать во внимание следующее (Рис.3.10):

1. Снижение пробивной способности зарядов в перфораторе до 30-50% при работе по высокопрочным породам
2. Дополнительное снижение пробивной способности на 10-12% на каждые 10 МПа роста гидростатического давления.
3. Снижение пробивной способности в результате взаимного влияния кумулятивных зарядов друг на друга при работе в перфораторе на 8-10%.

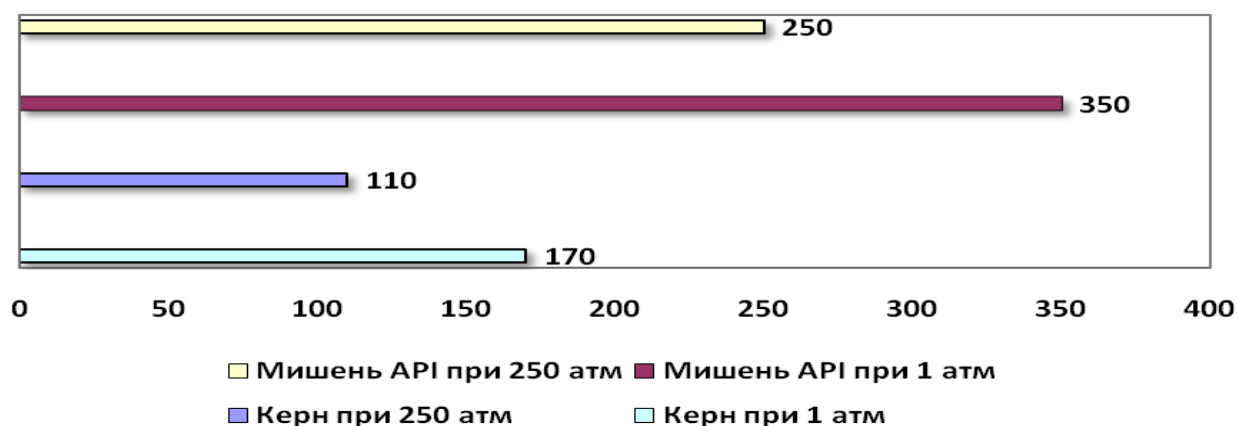


Рис. 3.10. Показатели протяженности канала перфорации в зависимости от условий испытаний перфоратора.

Практика проведения вторичного вскрытия показывает, что, как правило, при решении вопроса о выборе технологии перфорации, перфоратора и его параметров принимается интегральный подход к интервалу скважины. Очень редко какие-либо параметры перфорации различаются по длине интервала, в основном, при выполнении работ по реперфорации или дострелам. Фазировка или комбинирование кумулятивных зарядов в перфосистеме начали применяться лишь сравнительно недавно.

Вместе с тем, пути более гибкого подхода к выбору стратегии перфорации в настоящее время имеются. Это связано с использованием современной геофизической аппаратуры, в частности спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа (С/О-каротаж) дающей возможность конкретизировать информацию по исследуемому интервалу пласта и определенным образом информационно расчленять разрез по таким показателям, как коэффициент текущей или остаточной нефтенасыщенности, водонефтяное соотношение, профиль притока, минералогический состав пород коллектора и т.п. На основании полученной информации формулируются критерии «целеуказания», по которым можно и нужно определять параметры вторичного вскрытия интервала скважины и пласт.

Дальнейшее увеличение пробивной способности перфораторов очень дорого, а достигаемые результаты не столь эффективны. Поэтому здесь

целесообразно подключить уже другую геометрию. Геометрию не перфоратора, а перфорации или других технических и технологических решений, направленных на формирование в прискважинной зоне пласта дополнительных путей дренирования или снижения гидродинамических сопротивлений.

Сущность разработанной технологии параллельно-направленной перфорации (ТПНП) заключается в повышении эффективности работы штатных кумулятивных зарядов в составе перфоратора за счет отстрела этих зарядов парами в одной плоскости.

Спаренное расположение зарядов увеличивает площадь поверхности дренирования в 2 – 3 раза по сравнению со стандартной перфорацией за счет образования несмыкающихся трещин между парами перфорационных каналов[59,76].

Оптимально выбранное расстояние между спаренными кумулятивными зарядами создает возможность интерференции напряженных зон и ведет к образованию трещин, самонаводящихся на созданные каналы вскрытия. Величина этих расстояний (или плотность перфорации) h и реальная глубина пробития L зависят от прочностных характеристик вскрываемого пласта. Угол наклона в сходящейся перфорации α – тригонометрическая функция от h и L (рис.3.11).

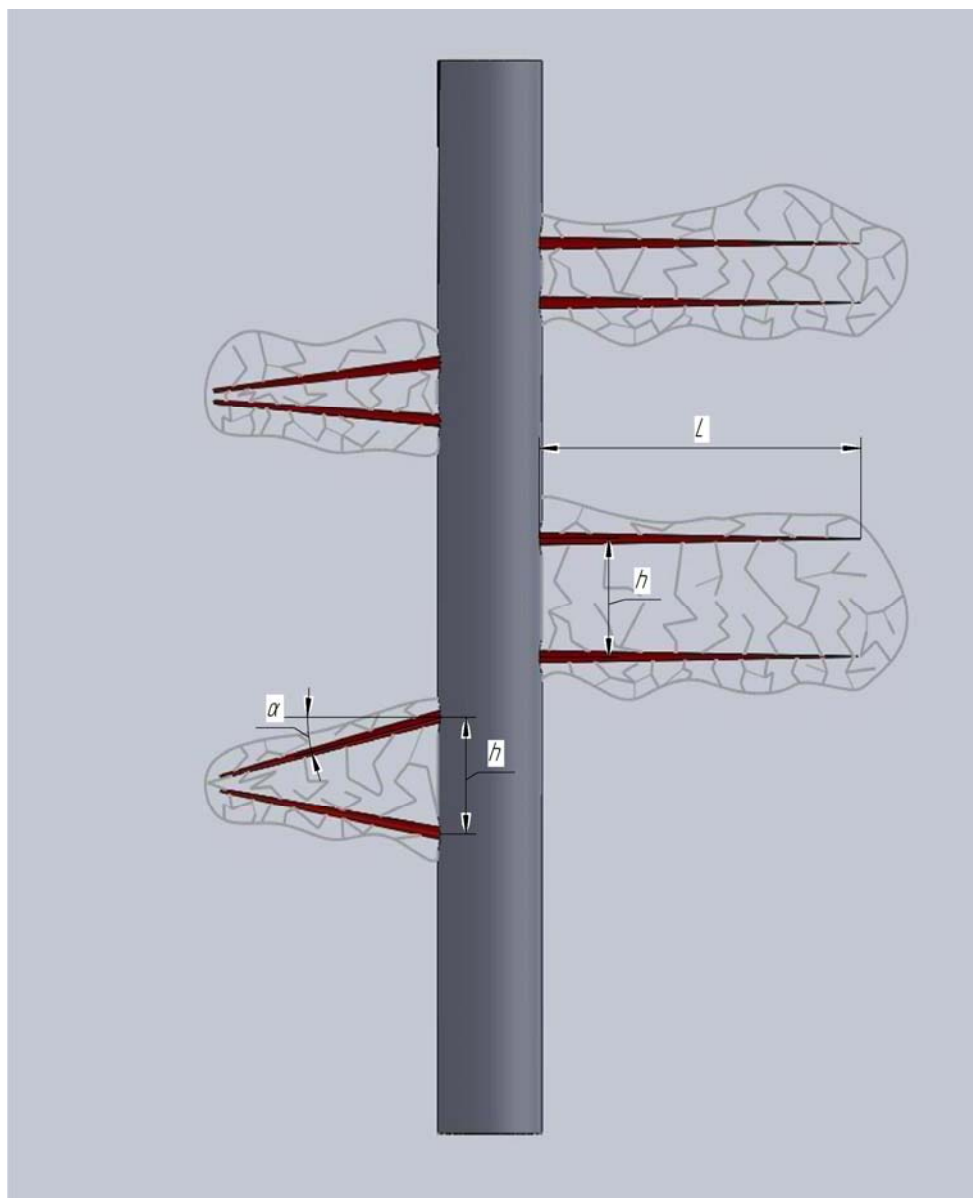


Рис. 3.11. Варианты расположения и ориентации перфорационных каналов в приквасинной зоне пласта при применении перфораторов типа «СПАРКА»

Площади боковой поверхности вскрытых каналов одиночных и спаренных зарядов в бетонной мишени средней плотности 35 МПа (отстрелы при атмосферном давлении) приведены на рис.3.12 и 3.13.

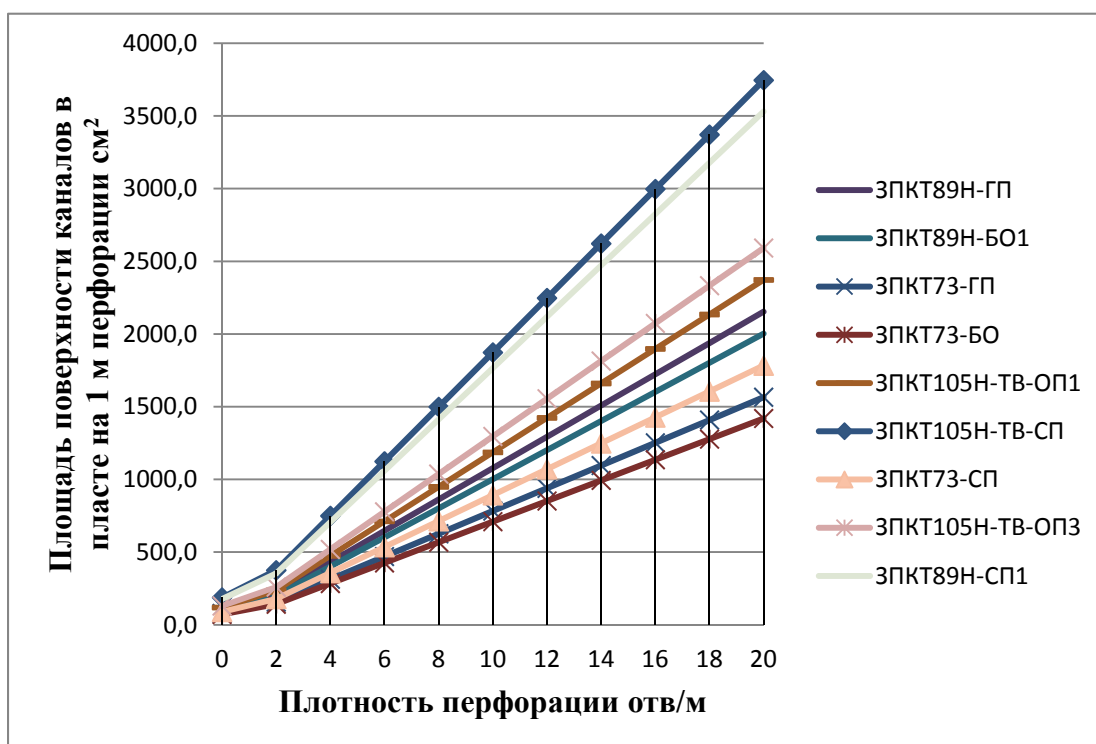


Рис. 3.12. Площадь поверхности одиночных каналов в пласте

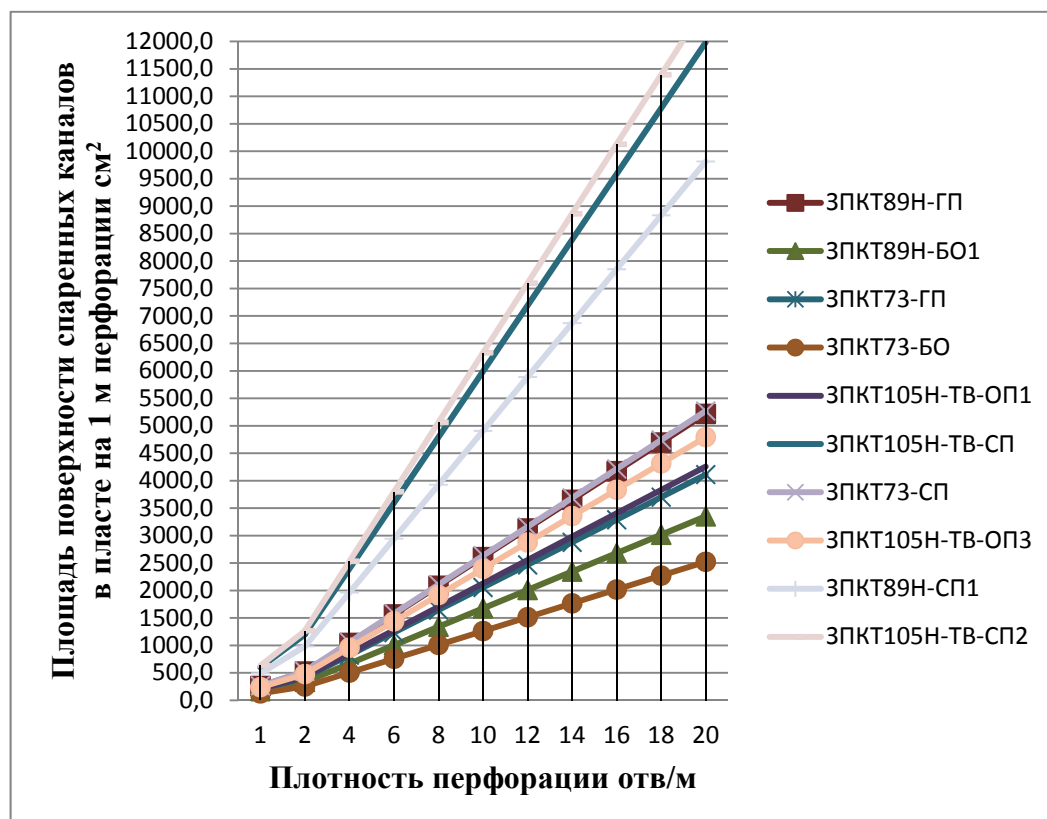


Рис. 3.13. Площадь поверхности спаренных каналов в пласте

Энергия взрыва замыкается в основном на трансформирование зоны именно между каналами и на некотором расстоянии в плоскости, соединяющей эти каналы. При этом оптимально подобранные параметры парных кумулятивных зарядов для условий пласта создают дополнительную возможность снижения суммарной мощности кумулятивных зарядов при условии вскрытия существующих вертикальных трещин пласта (естественных трещин геологической природы). Такой режим не требует значительного расхода энергии в сравнении со вновь образуемыми трещинами. Раскрытые естественные вертикальные трещины устойчивы, не требуют закрепления и не создают спонтанного эффекта пескования скважин при их эксплуатации. Раскрываются трещины, замкнутые на парные каналы вскрытия. Кумулятивный перфоратор в этом случае работает в наиболее щадящем режиме в отношении элементов конструкции скважины (трубам и цементному камню в затрубном пространстве).

На рис.3.14 приведены результаты выполненных опытно-промышленных работ по реперфорации скважин перфосистемами типа «Спарка» на месторождениях одной из ведущих российских нефтяных компаний. Всего выполнено более 20-ти операций. Средний прирост по жидкости составил около 15 куб.м на скважину, по нефти – 13тонн. Аналогичные показатели по скважинам, реперфорированным по классической схеме составили 10.5 куб. м и 8.4тонны.



Рис. 3.14. Результаты реперфорации скважин перфораторами типа «СПАРКА»

В настоящее время в рамках опытно-промышленных работ на месторождениях нижневартовского региона перфораторы типа «СПАРКА» используются при подготовке скважин к проведению геолого-технических мероприятий, направленных на повышение производительности скважин. Так выполнено около десятка операций по подготовке скважин к гидроразрыву пласта. Уже можно констатировать, что операции по ГРП прошли штатно, без «стопов» и осложнений, обусловленных повышенными гидродинамическими сопротивлениями в интервале перфорации на отверстиях в эксплуатационной колонне и пороговыми значениями прочности породы на разрыв.

Другими вариантами технологии стало применение перфосистем так, как показано на рис.3.15-3.18. В этом случае возможен учет анизотропии прочностных свойств пород пласта-коллектора и анизотропия тензора напряжений и сопутствующей ей трещиноватости. Важным является возможность

учета положения границ ВНК или ГНК для исключения осложнений при эксплуатации скважин.

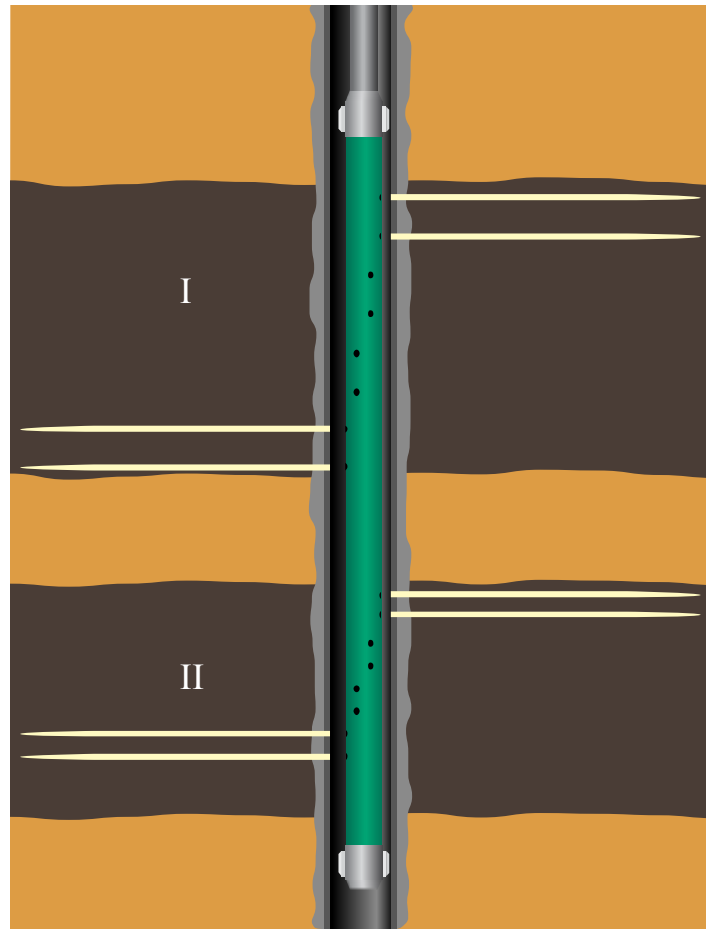


Рис. 3.15. Изменяемая плотность перфорации по вертикали и расстояние между перфорационными каналами в «СПАРКЕ»

$$\sigma_I < \sigma_{II}$$



Рис. 3.16. Изменяемый наклон перфорационных каналов

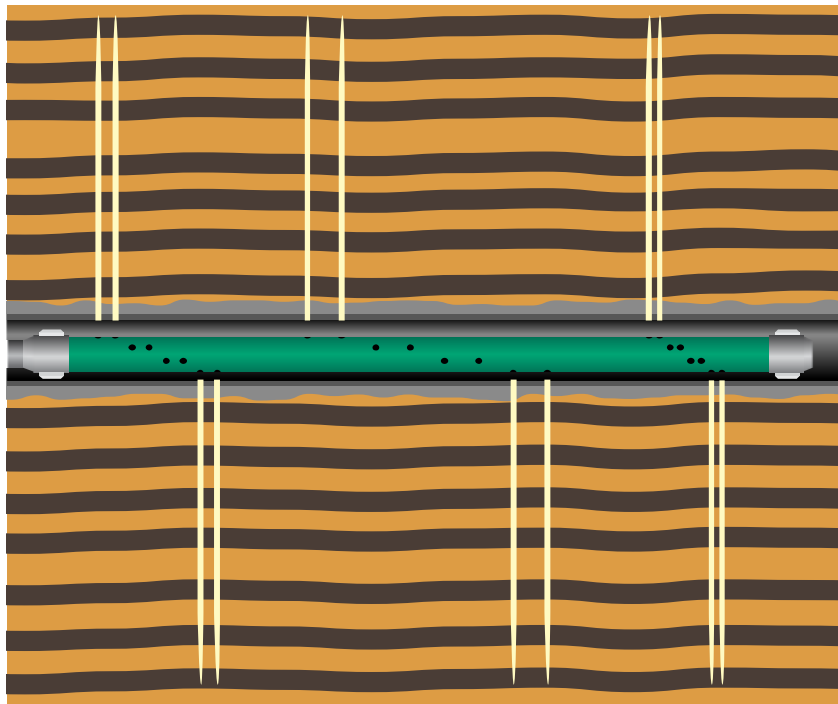


Рис. 3.17. Изменяемая плотность перфорации в «СПАРКЕ» по длине интервала горизонтальной скважины

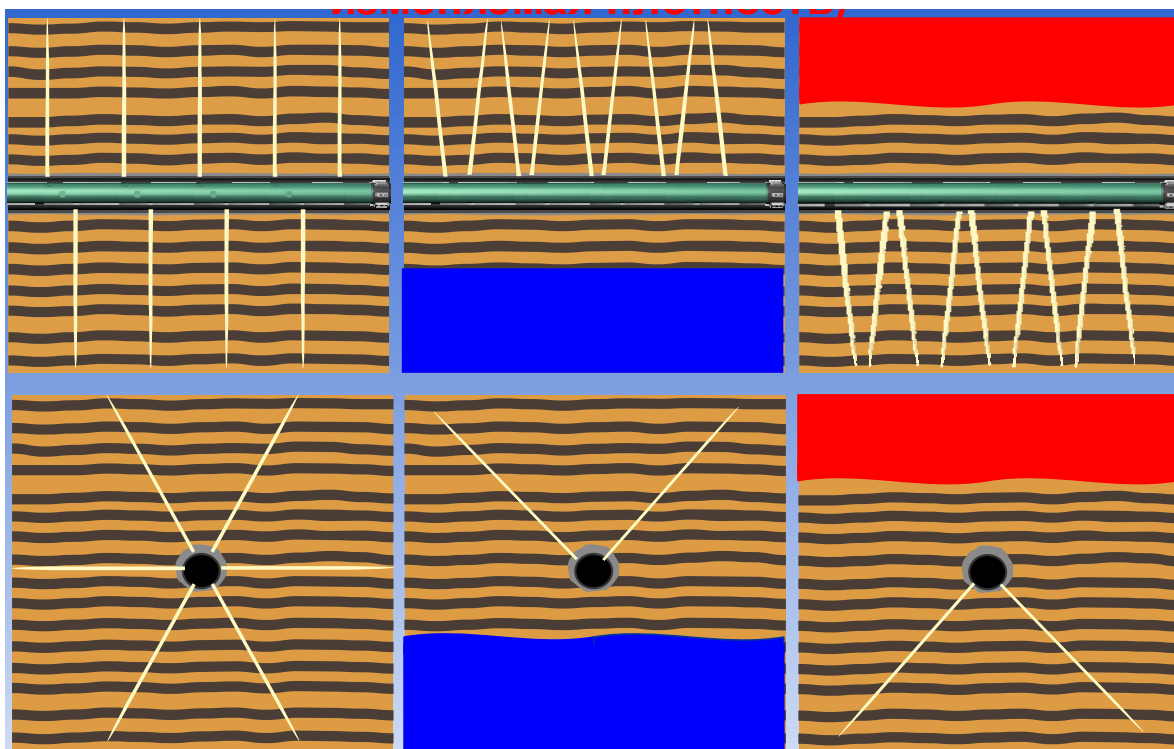


Рис. 3.18. Изменяемый по горизонту наклон перфорационных каналов в ориентируемом перфораторе в горизонтальной скважине

Общим моментом является возможность комбинирования в составе одного перфоратора кумулятивных зарядов как глубокого пробития, так и зарядов, обеспечивающих образование отверстий увеличенного до 23-26 мм диаметра в обсадной колонне, что важно при подготовке скважин к ГТМ.

Глава 4. Теоретические основы технологии газодинамического разрыва пласта для эффективной гидродинамической связи скважины с пластом

Все, что было сказано выше по поводу возможностей перфосистем в полной мере присуще и перфораторным модулям комбинированных аппаратов. Кроме того, прибавляется мощное средство в виде генераторного модуля именно для создания дополнительных поверхностей фильтрации несравненно больших масштабов.

Например, в случае применения самого маломощного генератора давления в качестве либо самостоятельного аппарата, либо в виде генераторного модуля в составе МКАВ образуется «розетка» разнонаправленных трещин суммарной протяженностью до 2,5-3 м. При этом площадь вскрытия составит 25000-30000 см². При реализации же мощных комплексов типа ПГРИ-50К или ГОС площадь вскрытия увеличивается дополнительно в разы.

Составной частью технологии газодинамического разрыва пласта является расчетное сопровождение, позволяющее выбирать тип аппарата для интенсификации, определить необходимую сборку зарядов для генераторов давления и комплексных аппаратов, интервал установки воспламенительного устройства в горюче-окислительном составе, прогнозировать параметры воздействия – изменение давления и температуры в скважине во времени, давление в камере комплексного аппарата, координаты границ «продукты горения – скважинная жидкость», координаты уровня жидкости в скважине, длину трещин и радиус зоны необходимого воздействия. Знание параметров воздействия позволяет не только обоснованно выбрать тип аппарата и уровень силового воздействия для преодоления зоны ухудшенной проницаемости, но и исключить аварийные ситуации при проведении работ. На базе разработанной физико-математической модели создано программное обеспечение для проведения численных расчетов процессов в скважине при срабатывании генераторов всех типов, комплексных аппаратов и жидких горюче-окислительных составов.

4.1. Интегральная форма уравнений движения сжимаемой жидкости в скважине с гидравлическим сопротивлением

При работе генераторов давления возникают большие перемещения скважинной жидкости. Движение жидкости начинается в области размещения генератора после воспламенения топлива. Часть жидкости, находящаяся выше генератора, движется к устью скважины и может выбрасываться через устье. Другая часть, находящаяся между генератором и зумпфом, задавливается частично в пласт если произойдет разрыв пласта и образование трещин. Численное моделирование таких течений в лагранжевых переменных или переменных Эйлера неэффективно из-за изменения массы жидкости и проблемы расчета контактных границ, не совпадающих с узлами разностной сетки [154].

Уравнения газовой динамики представляют собой выражение общих законов сохранения массы, импульса и энергии. Вывод этих уравнений и различные формы записи приведены, например, в [134]. Уравнения для одномерного случая с учетом силы трения о стенки трубы детально рассмотрены в [165] для случая распространения слабых возмущений при неустановившемся движении вязкой сжимаемой жидкости в трубах.

В импульсных технологиях воздействия на пласт применяют генераторы давления, которые могут создавать высокие давления в скважине (до 150 МПа и более) при горении твердотопливных зарядов. Выбор формы уравнений обусловлен принятым численным методом расчета [27], позволяющим эффективно решать вопросы, связанные с выполнением граничных условий, расчетом внутренних границ и более подробно рассмотрен в следующей главе.

Пусть x - единственная пространственная переменная, а ось Ox направлена вверх по оси скважины, V - некоторый фиксированный объем физического пространства, в котором происходит течение жидкости, S - гладкая замкнутая поверхность, ограничивающая этот объем, а вектор скорости имеет лишь одну компоненту $u(x,t)$, направленную по оси Ox .

Для одномерных течений выберем в качестве объема V прямой параллелепипед, основания которого - квадраты единичной площади, лежащие в

плоскостях, проведенных перпендикулярно оси через сечения x_1 и x_2 . В силу плоской симметрии процессы в любом другом таком же параллелепипеде будут протекать аналогично. Элемент объема единичного параллелепипеда $dV = 1 \cdot 1 \cdot dx$, далее в выкладках площадь поперечного сечения опущена.

Масса жидкости, заключенная в этом объеме в некоторый момент времени t , выражается интегралом

$$\int_V \rho(x, t) dV = \int_{x_1}^{x_2} \rho(x, t) dx, \quad (4.1.1)$$

а изменение массы жидкости за промежуток времени $t_2 - t_1$:

$$\int_{x_1}^{x_2} \rho(x, t_2) dx - \int_{x_1}^{x_2} \rho(x, t_1) dx = \int_{x_1}^{x_2} [\rho(x, t_2) - \rho(x, t_1)] dx, \quad (4.1.2)$$

где ρ - плотность жидкости.

Масса жидкости, покидающего объем через поверхность S за единицу времени

$$\int_S \rho(\mathbf{v}\mathbf{n}) dS, \quad (4.1.3)$$

где $\mathbf{n}$ - единичный вектор внешней нормали к элементу поверхности dS , $(\mathbf{v}\mathbf{n})$ - скалярное произведение.

Так как через боковые грани параллелепипеда поток вещества отсутствует, то от интеграла по поверхности S останутся лишь интегралы по основаниям, площади которых равны единице. Скалярное произведение в точке x_1 ($x_1 < x_2$) имеет знак минус, так как направление скорости жидкости (скорость принимается положительной) и внешней нормали к поверхности противоположны, а в точке x_2 имеет знак плюс. Поэтому:

$$\int_S \rho(\mathbf{v}\mathbf{n}) dS = \rho(x_2, t)v(x_2, t) - \rho(x_1, t)v(x_1, t) \quad (4.1.4)$$

Масса жидкости, вытекающей из этого объема за время $t_2 - t_1$:

$$\int_{t_1}^{t_2} [\rho(x_2, t)v(x_2, t) - \rho(x_1, t)v(x_1, t)] dt. \quad (4.1.5)$$

Баланс вещества за промежуток времени $t_2 - t_1$:

$$\int_{x_1}^{x_2} [\rho(x, t_2) - \rho(x, t_1)] dx + \int_{t_1}^{t_2} [\rho(x_2, t) v(x_2, t) - \rho(x_1, t) v(x_1, t)] dt = 0. \quad (4.1.6)$$

Выберем в фазовой плоскости контур C - прямоугольник со сторонами, параллельными осям координат как показано на рис. 4.1:

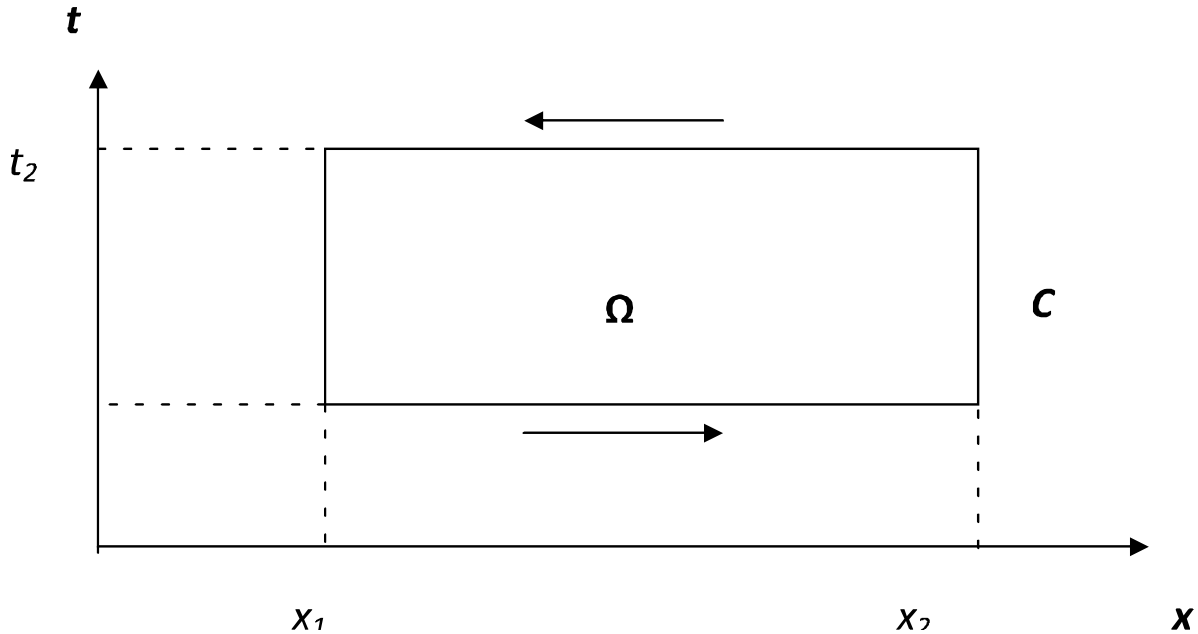


Рис. 4.1. К выводу полной системы уравнений в интегральной форме, учитывающей возможность появления и распространения вдоль скважины сильных возмущений.

Теперь видно, что вдоль указанного контура C уравнение баланса вещества и уравнение

$$\oint (\rho dx - \rho v dt) = 0, \quad (4.1.7)$$

равносильны.

При выводе уравнения движения учтем, что на выделенный элемент действует сила со стороны окружающей его жидкости (поверхностная сила), сила тяжести с объемной плотностью ρg (g - ускорение свободного падения) и силы трения о стенки скважины.

Проекция касательного напряжения на ось OX :

$$\tau = -\lambda \rho v |v| / 8, \quad (4.1.8)$$

где λ - коэффициент сопротивления в формуле Дарси-Вейсбаха для потери напора на трение в трубе (зависит от шероховатости трубы и числа Рейнольдса).

Сила трения, действующая на выделенный объем:

$$\tau \chi dx / f = -\lambda \rho v |v| \chi dx / 8f = -\lambda \rho v |v| dx / 8\delta = -\beta \rho v |v| dx, \quad (4.1.9)$$

где χ - смоченный периметр, f - площадь поперечного сечения скважины, δ - гидравлический радиус, определяемый как отношение площади живого сечения потока к смоченному периметру (для круглых труб $\delta = f / \chi = \pi D^2 / 4\pi D = D/4$, D - диаметр трубы), $\beta = \lambda / 8\delta$.

Количество движения жидкости в объеме V в некоторый момент времени равно $\int_V \rho \mathbf{v} dV$. Изменение этой величины за время $t_2 - t_1$ в проекции на ось ОХ будет

$$\int_{x_1}^{x_2} [\rho(x, t_2) v(x, t_2) - \rho(x, t_1) v(x, t_1)] dx. \quad (4.1.10)$$

Изменение происходит за счет вытекания жидкости из объема V , причем за единицу времени теряется количество движения $\int_S \rho(\mathbf{v}\mathbf{n}) \mathbf{v} dS$,

в проекции на ось ОХ

$$[\rho(x_2, t) v^2(x_2, t) - \rho(x_1, t) v^2(x_1, t)] \quad (4.1.11)$$

а за промежуток времени $t_2 - t_1$

$$\int_{t_1}^{t_2} [\rho(x_2, t) v^2(x_2, t) - \rho(x_1, t) v^2(x_1, t)] dt. \quad (4.1.12)$$

Кроме того, изменение количества движения происходит за счет действия импульса поверхностной силы $-\int_{t_1}^{t_2} \int_S p \mathbf{n} dS dt$, силы тяжести $\int_{t_1}^{t_2} \int_V \rho \mathbf{g} dV dt$ и силы трения о стенки скважины $\int_{t_1}^{t_2} \int_{\omega} p \tau d\omega dt$, где p - давление в жидкости, ω - площадь боковой поверхности выделенного элемента, τ - касательное напряжение на стенке скважины. В проекции на ось ОХ получаются следующие выражения для импульсов этих сил соответственно:

$$-\int_{t_1}^{t_2} [p(x_2, t) - p(x_1, t)] dt, \quad (4.1.13)$$

$$-\int_{t_1}^{t_2} \int_V \rho g dV dt = -\int_{\Omega} \rho g dx dt, \quad (4.1.14)$$

$$-\int_{t_1}^{t_2} \int_{x_1}^{x_2} \rho \beta v |v| dx dt = -\int_{\Omega} \rho \beta v |v| dx dt. \quad (4.1.15)$$

Таким образом, закон сохранения импульса:

$$\begin{aligned} \int_{x_1}^{x_2} [\rho(x, t_2) v(x, t_2) - \rho(x, t_1) v(x, t_1)] dx &= \int_{t_1}^{t_2} [\rho(x_2, t) v^2(x_2, t) - \rho(x_1, t) v^2(x_1, t)] dt - \\ - \int_{t_1}^{t_2} g [\rho(x_2, t) - \rho(x_1, t)] dt - \int_{t_1}^{t_2} \beta [\rho(x_2, t) v(x_2, t) |v(x_2, t)| - \rho(x_1, t) v(x_1, t) |v(x_1, t)|] dt + \\ + \int_{t_1}^{t_2} [p(x_2, t) - p(x_1, t)] dt. \end{aligned} \quad (4.1.16)$$

Аналогично уравнению неразрывности, рассматривая контур Γ в фазовой плоскости, преобразуется и уравнение движения:

$$\oint_C \rho v dx - (p + \rho v^2) dt = -\iint_{\Omega} \rho (g + \beta v |v|) dx dt. \quad (4.1.17)$$

Полная энергия жидкости (внутренняя плюс кинетическая) в объеме V вычисляется по формуле

$$\int \rho (\varepsilon + v^2 / 2) dV = \int_{x_1}^{x_2} \rho(x, t) [\varepsilon(x, t) + v^2(x, t) / 2] dx, \quad (4.1.18)$$

а ее изменение за промежуток времени $t_2 - t_1$:

$$\int_{x_1}^{x_2} [\rho(x, t_2) (\varepsilon(x, t_2) + v^2(x, t_2) / 2) - \rho(x, t_1) (\varepsilon(x, t_1) + v^2(x, t_1) / 2)] dx. \quad (4.1.19)$$

Это изменение происходит за счет переноса энергии массой жидкости через поверхность S и работы внешних сил (объемных и поверхностных):

$$\begin{aligned} \int_{t_1}^{t_2} \int_S \rho (\varepsilon + v^2 / 2) (\mathbf{v} \mathbf{n}) ds dt = \\ \int_{x_1}^{x_2} \{ \rho(x_2, t) [\varepsilon(x_2, t) + v^2(x_2, t) / 2] v(x_2, t) - \rho(x_1, t) [\varepsilon(x_1, t) + v^2(x_1, t) / 2] v(x_1, t) \} dx, \end{aligned} \quad (4.1.20)$$

работы объемных сил (силы тяжести):

$$\int_{t_1}^{t_2} \int_V \rho(\mathbf{g}\mathbf{v})dVdt = - \iint_{\Omega} \rho g v dxdt \quad (4.1.21)$$

работы сил давления над жидкостью, заключенной внутри поверхности S

$$- \int_{t_1}^{t_2} \int_V p(\mathbf{v}\mathbf{n})dSdt = - \int_{t_1}^{t_2} [p(x_2, t)v(x_2, t) - p(x_1, t)v(x_1, t)]dt, \quad (4.1.22)$$

работы сил трения

$$- \int_{t_1}^{t_2} \int_{x_1}^{x_2} \rho \beta v |v| v dxdt = - \iint_{\Omega} \rho \beta v^2 |v| dxdt. \quad (4.1.23)$$

Полученное уравнение - закон сохранения энергии, равносильно следующему:

$$\oint \rho(\varepsilon + v^2 / 2)dx - [\rho v(\varepsilon + v^2 / 2) + p v]dt = - \iint_{\Omega} [\rho g v + \rho \beta v^2 |v|]dxdt \quad (4.1.24)$$

Система уравнений, выражающих законы сохранения массы, импульса и энергии, имеет следующий вид:

$$\begin{aligned} \int_C \rho dx - \rho v dt &= 0, \\ \oint_C \rho v dx - (p + \rho v^2)dt &= - \iint_{\Omega} \rho(g + \beta v |v|)dxdt, \\ \oint_C \rho(\varepsilon + v^2 / 2)dx - v[\rho(\varepsilon + v^2 / 2) + p]dt &= - \iint_{\Omega} v[\rho g + \rho \beta v |v|]dxdt. \end{aligned} \quad (4.1.25)$$

Система дополняется уравнением состояния в двучленной форме

$$\varepsilon = \frac{p - c_0^2(\rho - \rho_0)}{(n-1)\rho}. \quad (4.1.26)$$

Известное изэнтропическое уравнение состояния воды в форме Тэта [9], которое принято нами в дальнейших расчетах

$$p - p_0 = B \left[\left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^n - 1 \right], \quad (4.1.27)$$

где $B=298,7$ МПа, $n=7,15$, p_0 - атмосферное давление, скорость звука в невозмущенной жидкости $c_0 = \sqrt{nB/\rho_0}$, ρ_0 - плотность невозмущенной жидкости,

преобразуется к двучленной форме (4.1.26) с помощью термодинамических соотношений.

4.2. Физико-математическая модель процессов в прискважинной зоне пласта при горении различных топливных композиций ВЭКС с учетом свойств горных пород

Традиционная схема расположения твердотопливного заряда в скважине показана на рисунке 4.2. В скважине, заполненной водой, выше интервала перфорации установлен генератор давления с твердотопливными зарядами. Движение жидкости начинается в области размещения генератора после воспламенения топлива. Часть жидкости, находящаяся выше генератора, движется к устью скважины и может выбрасываться через него. Другая часть (между генератором и забоем) задавливается частично в пласт через перфорационные каналы, если произойдет разрыв пласта.

Уравнения изменения массы, импульса и энергии, выражающие основные законы сохранения для произвольной площадки Ω с границей Γ , записываются в интегральном виде

$$\oint_{\Gamma} \mathbf{A} dx - \mathbf{B} dt = \iint_{\Omega} \mathbf{F} dx dt, \quad (4.2.1)$$

где вектор-столбцы:

$$\mathbf{A} = \begin{vmatrix} \rho \\ \rho v \\ \rho(\varepsilon + v^2 / 2) \end{vmatrix}, \quad \mathbf{B} = \begin{vmatrix} \rho v \\ p + \rho v^2 \\ \rho v(\varepsilon + v^2 / 2) + p v \end{vmatrix}, \quad \mathbf{F} = \begin{vmatrix} 0 \\ -\rho(g + \beta v|v|) \\ -\rho v(g + \beta v|v|) \end{vmatrix}.$$

Здесь ρ — плотность; p — давление; v — скорость в направлении оси x ; ε — внутренняя энергия единицы массы жидкости; g — ускорение свободного падения; $\beta = \lambda / (4D)$ — гидравлический коэффициент трения; D — внутренний диаметр скважины; λ_0 — коэффициент сопротивления в формуле Дарси-Вейсбаха для потери напора на трение в трубе. При числе Рейнольдса $Re < 2300$ $\lambda_0 = 64 / Re$,

при $Re > 2300$ $\lambda_0 = 0.11 \cdot (\Delta/D + 68/Re)^{0.25}$, шероховатость Δ внутренней поверхности обсадных труб принята равной 0,2 мм.

Для воды используется изэнтропическое уравнение состояния в форме Тэта во всей области изменения параметров, которое преобразуется к двучленной форме (4.1.26).

В начальный момент времени распределение скорости и давления в скважине:

$$v(x) = 0, \quad p(x) = \rho_0 g(h-x) + p_0, \quad (4.2.2)$$

где h — расстояние от забоя до уровня жидкости в скважине.

Граница $x = h$ является свободной и $p = p_0$. Граница $x = 0$ — неподвижная стенка, непроницаемая для жидкости (текущий забой скважины). Внутренние границы — верхняя и нижняя — находятся между скважинной жидкостью и продуктами горения (рис.4.2).

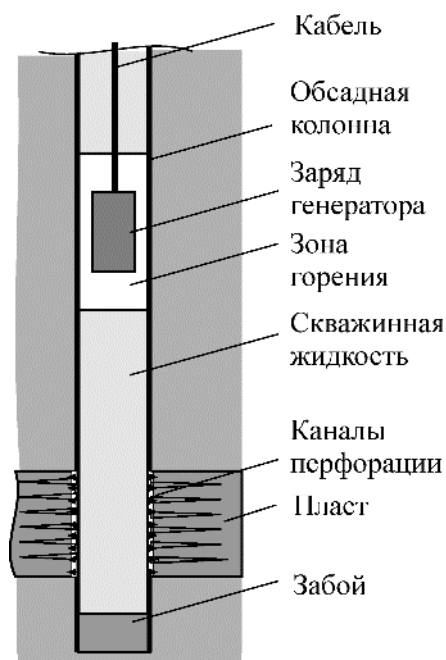


Рис. 4.2. Схема к расчету 4.2.2

Представленные уравнения движения жидкости в скважине (4.2.1) замыкаются уравнением состояния (4.1.26) и решаются методом распада

произвольного разрыва С. К. Годунова по явной схеме с первым порядком аппроксимации [27].

Если контактные разрывы не совпадают с узлами разностной сетки, расчет ведется по следующей схеме. Давление в смешанной ячейке, содержащей жидкость и газ, принято равным давлению газа (для внутренних границ — это давление продуктов горения, а для свободной границы — атмосферное). Когда жидкость из фиксированной смешанной ячейки полностью перейдет в соседнюю, номер смешанной ячейки назначается равным номеру соседней. При разрыве пласта часть скважинной жидкости, находящейся в нижней части от зоны горения, задавливается в пласт и учитывается при расчете потока массы через нижнюю внутреннюю границу.

Математическая модель, описывающая изменение параметров в области, занятой продуктами горения, представлена системой обыкновенных дифференциальных уравнений для осредненных по объему W внутрибаллистических характеристик. При расчете процессов в зоне горения приняты следующие допущения. Зона горения представляет собой цилиндр, ограниченный стенками скважины и двумя поверхностями раздела жидкость — продукты горения. Горение одноканальных небронированных цилиндрических зарядов твердого топлива (трубчатые заряды) описывается уравнениями внутренней баллистики [167]:

$$\begin{aligned} dz/dt &= u/e_0, \\ d\psi/dt &= (1 + \beta - 2\beta z) dz/dt, \\ dm/dt &= m_0 d\psi/dt, \\ z &= e/e_0, \quad \psi = (1 + \beta)z - \beta z^2, \quad \beta = 2e_0/L, \end{aligned} \tag{4.2.3}$$

где $u(P)$ - скорость горения; $e_0 = (R-r)/2$ — максимальная толщина сгоревшего слоя; e — текущая толщина сгоревшего слоя; β — коэффициент формы заряда;

R, r — внешний и внутренний радиусы трубчатого заряда; L — длина заряда; ψ — относительная часть сгоревшего заряда; m_0 — его начальная масса.

Давление, создаваемое продуктами горения зарядов генератора, определяется из уравнения энергетического баланса:

$$\frac{dP}{dt} = \frac{f \frac{dm}{dt} - kP \frac{dW}{dt} - (k-1) \frac{dQ}{dt}}{W}, \quad (4.2.4)$$

$$\frac{dW}{dt} = S(V_2 - V_1) + \frac{dm/dt}{\rho_1},$$

$$P(0) = P_0, \quad W(0) = m_1 f / P_0, \quad m(0) = m_1,$$

где k — коэффициент адиабатического расширения продуктов горения; f, ρ_1 — баллистическая “сила” и плотность твердого топлива; P_0 — гидростатическое давление в месте установки генератора; $W(0)$ — объем, занимаемый продуктами горения воспламенительного заряда массой m_1 ; Q — количество тепла, отводимое через боковую поверхность газовой области; V_2 и V_1 — скорости верхней и нижней границ скважинная жидкость — продукты горения; S — площадь поперечного сечения скважины.

Температура газов T в зоне горения определяется из уравнения состояния

$$T(t) = \frac{P(t) W(t)}{m(t) f} T_0,$$

здесь T_0 — температура горения зарядов.

Потери тепла находятся из уравнения

$$\frac{dQ}{dt} = \alpha S_1 (T - T_1), \quad Q(0) = 0, \quad (4.2.5)$$

где T и T_1 — температура газов и обсадной колонны соответственно, поверхность теплообмена $S_1 = \pi D(X_2 - X_1)$; α — коэффициент теплоотдачи между продуктами горения и обсадной колонной; X_1 и X_2 — координаты нижней и верхней границ скважинная жидкость — продукты горения.

Скорости границ и их координаты, необходимые для вычисления поверхности теплообмена и объема W , занимаемого зоной горения, определяются из (4.1.25), (4.1.26).

Процесс теплообмена между продуктами горения и окружающей средой протекает в сложной гидродинамической обстановке. Расчет основан на зависимости коэффициента теплоотдачи конвекцией при турбулентном течении газа в трубах [89]:

$$\alpha = \alpha_0 \frac{(\rho V)^{0.8}}{D^{0.2}},$$

где $\alpha_0 = 0.018\lambda / \mu^{0.8}$; λ — коэффициента теплопроводности; μ — динамическая вязкость газов.

Рассматриваемый процесс характерен значительным изменением температуры в газовой области, поэтому с учетом изменения коэффициента теплопроводности λ и динамической вязкости μ газов в зависимости от температуры, коэффициент

$$\alpha_0 = 3 + 0.0025(T - 273),$$

а определяющая скорость V движения газов здесь принята равной полусумме скоростей движения верхней и нижней границ газовой области, $V = (V_1 + V_2)/2$.

Разрыв пласта происходит при давлении в скважине, равном сумме бокового горного q_∞ и пластового P_1 давлений [36,37], а скважинная жидкость задавливается в пласт через перфорационные отверстия с объемным расходом

$$dW_1 / dt = \mu S_2 \sqrt{2(P - P_1) / \rho_0}, \quad (4.2.6)$$

где S_2 — суммарная площадь перфорационных каналов, $\mu = 0.62$ — коэффициент расхода.

Расчет температуры обсадной колонны в зоне горения осуществляется по уравнению теплопроводности

$$\frac{\partial T}{\partial t} = a^2 \left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T}{\partial r} \right), \quad (4.2.7)$$

с начальными условиями $T(r,0)=T_1^0$, где T_1^0 — начальная температура обсадной колонны в интервале установки генератора, и краевыми условиями

$$-\lambda \frac{\partial T(R_1, t)}{\partial r} = \alpha(T - T(R_1)), \quad \lambda \frac{\partial T(R_3, t)}{\partial r} = 0.$$

При $R_1 \leq r \leq R_2$ коэффициенты температуропроводности и теплопроводности обсадной колонны (сталь) $a = 125 \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{с}$, $\lambda = 45.4 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$; при $R_2 < r < R_3$ для горной породы в расчетах приняты значения $a = 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$, $\lambda = 2 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$, характерные для мелкозернистых песчаников [72].

Представленные обыкновенные дифференциальные уравнения (4.2.3)–(4.2.6) решаются методом Рунге-Кутты, а уравнение теплопроводности (4.2.7) – неявным методом прогонки.

4. 3. Определение длины и раскрытия трещины при нагнетании в нее жидкости

4.3.1. Определение максимальной длины и раскрытия трещины.

Условие плавного смыкания берегов трещины в концевой области (условие С.А. Христиановича) представлено в случае вертикальной трещины в форме [36]:

$$q_\infty = (P_c + P_l)/2, \quad (4.3.1)$$

где P_l – давление жидкости в кончике трещины, P_c – давление в скважине, q_∞ – боковое горное давление.

Так как давление $P_l > 0$ и $P_l < P_c$, то из этих неравенств, учитывая (4.3.1) следует

$$q_\infty \leq P_c \leq 2q_\infty.$$

Для создания остаточных трещин величина давления в скважине при ГДРП существенно выходит за рамки этого ограничения. Формула (4.3.1) не учитывает прочностные свойства породы и длину трещины, которая зависит от количества нагнетаемой жидкости. Более точная модель трещины гидроразрыва,

рассмотренная в [162] и использованная нами, включает пластическую зону в концевой области с симметричными берегами относительно осей x, y . Правая область трещины изображена на рисунке 4.3:

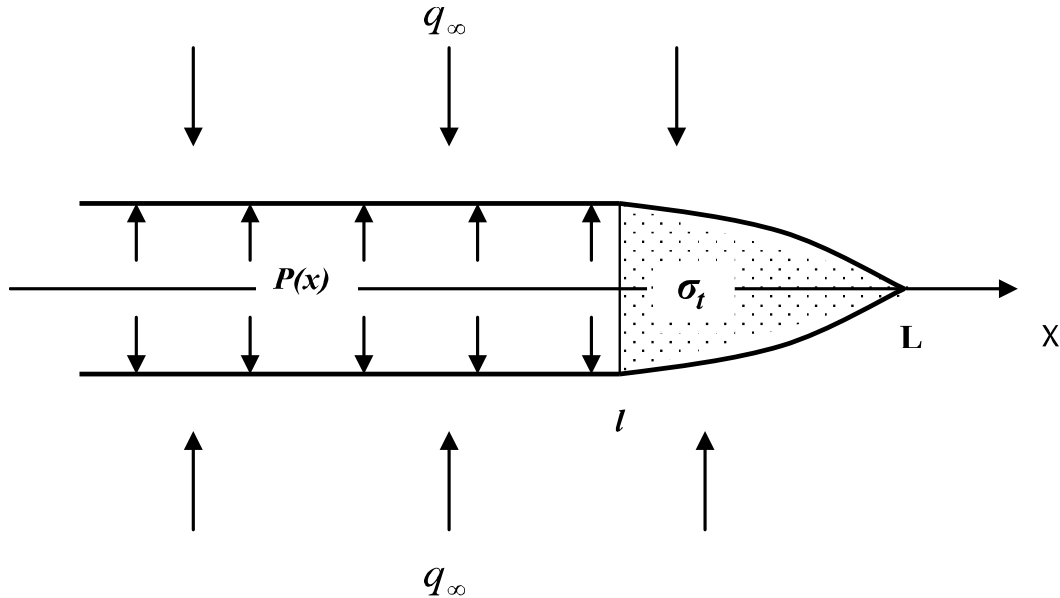


Рис. 4.3 Модель трещины гидроразрыва

На участке $|x| \leq l$ контура трещины действует давление $P(x)$ жидкости, поступающей из скважины. На участке $l < x \leq L$ порода находится в пластическом состоянии, при этом нормальное напряжение σ_y , действующее на контур, постоянно и равно пределу текучести σ_t .

Будем считать, что в некоторый момент времени длина трещины равна L , а жидкость заполняет участок длиной l , при этом давление в начале трещины P_c , а в конце при $x=l$ давление равно пластовому $P_l = P_{пл}$.

Гидравлическое сопротивление при движении жидкости в трещине зависит от ее геометрии, но реально имеет сложную структуру из-за присутствия в трещине обломочных материалов и песка. В связи с этим для упрощения расчетов примем распределение давления в трещине в виде

$$P(x, t) = \begin{cases} P_c - (P_c - P_l)(x/l)^2, & |x| \leq l \\ \sigma_t, & l < x \leq L \end{cases}. \quad (4.3.2)$$

В работе [36] показано, что при такой аппроксимации функции $P(x)$ параболой погрешность составляет менее 3% от истинной величины.

Используя (4.3.2), в работе [162] найден коэффициент K_I интенсивности напряжений (КИН) от усилий, действующих на контур трещины и с учетом сжимающих усилий на бесконечности $K_2 = -q_\infty \sqrt{\pi L}$ суммарный КИН равен

$$K = 2\sqrt{\frac{L}{\pi}} \left[P_c \arcsin \frac{l}{L} - \frac{P_c - P_1}{l^2} \left(-\frac{l}{2} \sqrt{L^2 - l^2} + \frac{L^2}{2} \arcsin \frac{l}{L} \right) + \sigma_r \left(\frac{\pi}{2} - \arcsin \frac{l}{L} \right) \right] - q_\infty \sqrt{\pi L} \quad (4.3.3)$$

Приравнявая это выражение нулю, получим уравнение для определения длины L трещины в произвольный момент времени при известном значении l . Если силовой критерий развития трещины $K \geq 0$ нарушится, то рост трещины прекращается.

Длина l участка трещины, заполненной жидкостью, определяется следующим образом.

Раскрытие трещины связано с давлением в трещине выражением [139]:

$$\omega(x, t) = \frac{8(1-\nu^2)}{\pi E} \int_x^l \frac{s ds}{\sqrt{s^2 - x^2}} \int_0^s \frac{P(f, t) - q_\infty}{\sqrt{s^2 - f^2}} df, \quad (4.3.4)$$

и учитывая (4.10) получаем:

$$\omega(x, t) = \frac{4(1-\nu^2)l}{E} \sqrt{1 - (x/l)^2} \left[P_c - q_\infty - \frac{1}{3}(P_c - P_1)(1 + 2(x/l)^2) \right]. \quad (4.3.5)$$

Объем двусторонней трещины:

$$W_1(t) = 2h \int_0^l \omega(x, t) dx = \frac{\pi h (1-\nu^2) l^2}{E} (P_c + P_1 - 2q_\infty). \quad (4.3.6)$$

При известном расходе жидкости через перфорационные каналы определяется объем жидкости в трещине и из (4.3.6) определяется длина l части трещины, занятая жидкостью:

$$l = \sqrt{\frac{W_1 E}{\pi h (1-\nu^2) (P_c + P_1 - 2q_\infty)}}. \quad (4.3.7)$$

Объем жидкости W_I вычисляется при решении системы уравнений, описывающих процессы в скважине в п.4.2.

4.3.2. Определение параметров остаточных трещин.

В работе [36] принято, что деформация при нагрузке происходит во всей области с модулем Юнга E_1 с образованием трещины полудлиной L_1 и раскрытием в ее начале d_1^0 , а при разгрузке - с модулем Юнга E_2 , и что трещина образовалась под действием постоянного давления P_0 , равномерно распределенного на некотором участке. При этих допущениях показано, что трещина после снятия с ее контура нагрузки не сомкнется полностью и возникнет остаточная трещина при выполнении следующего условия:

$$\frac{P_0 - P_{nl}}{q_\infty} \geq \frac{k}{k-1},$$

где q_∞ - боковое горное давление, $k = E_2/E_1$

Длина остаточной трещины L_2 и ее ширина (раскрытие) в начале d_2^0 , определенные в [36], после преобразований могут быть представлены в виде:

$$L_2 = L_1 \frac{\sin \alpha_1}{\sin \alpha_2}, \quad d_2^0 = d_1^0 \frac{k-1}{k} \frac{\ln \frac{1+\cos \alpha_2}{1-\cos \alpha_2}}{\ln \frac{1+\cos \alpha_1}{1-\cos \alpha_1}}, \quad (4.3.8)$$

где

$$\alpha_1 = \frac{\pi q_\infty}{2\Delta P_0}, \quad \alpha_2 = \frac{\pi q_\infty k}{2\Delta P_0(k-1)}, \quad \Delta P_0 = P_0 - P_{nl}.$$

Для использования этих зависимостей истинное распределение давления в трещине заменим на эквивалентную равномерно распределенную нагрузку.

Рассмотрим образованную при переменной нагрузке вертикальную трещину с максимальной полудлиной L_1 , максимальным раскрытием в ее начале d_1^0 и с распределением давления в ней $P(x)$ в этот момент времени. Определим эквивалентную нагрузку - постоянное давление P_0 и область его действия X_0 в этой трещине из условия равенства равнодействующих и моментов обеих нагрузок относительно оси, перпендикулярной направлению распространения трещины:

$$\int_0^{L_1} P(x) dx = P_0 X_0, \quad \int_0^{L_1} P(x) x dx = \frac{1}{2} P_0 X_0^2.$$

Откуда параметры эквивалентной нагрузки:

$$X_0 = \frac{2I_2}{I_1}, \quad P_0 = \frac{I_1}{X_0},$$

где

$$I_1 = \int_0^{L_1} P(x) dx, \quad I_2 = \int_0^{L_1} P(x) x dx. \quad (4.3.9)$$

Значения интегралов (4.3.9) после подстановки (4.3.2):

$$I_1 = \int_0^{L_1} P(x) dx = l(2P_c + P_1)/3 + \sigma_t(L - l) \quad (4.3.10)$$

$$I_2 = \int_0^{L_1} P(x) x dx = l^2(P_c + P_1)/4 + \sigma_t(L^2 - l^2)/2, \quad (4.3.11)$$

$$P_l = P_{nl}.$$

4.4. Разработка программного обеспечения для расчета параметров газодинамического разрыва пласта и результаты численного моделирования

На базе физико-математической модели разработаны алгоритмы и соответствующее программное обеспечение [135]. Автоматизированная система расчетов позволила оперативно проектировать работы на скважинах по интенсификации притоков при применении всех технических средств:

- генераторы давления типа ПГРИ, ПГД, ПГД.БК, ГДК, АДС;
- жидких горюче-окислительных составов (ГОС);
- комплексных аппаратов МКАВ, ГП105, ПГК-102.

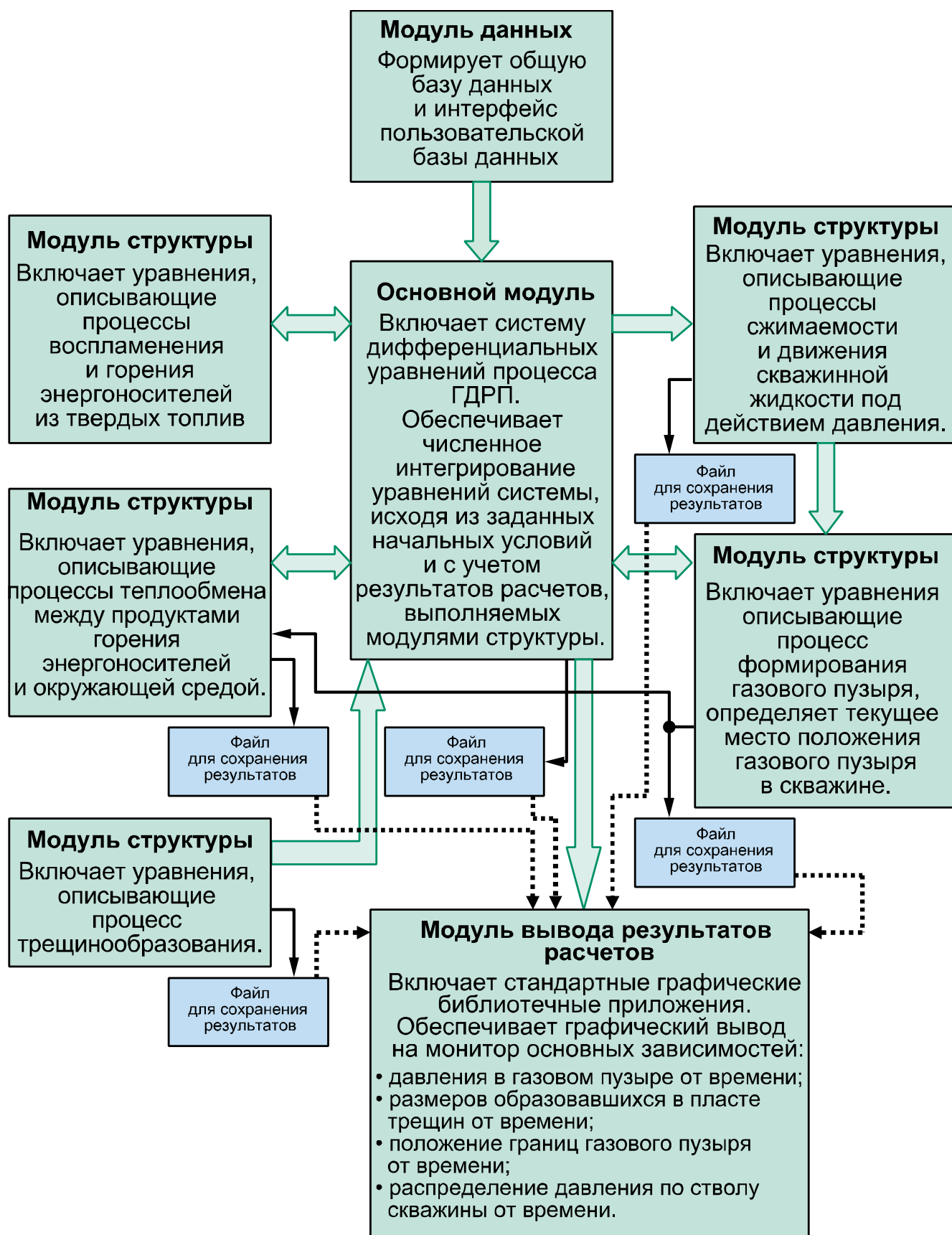


Рис.4.4. Структура программы расчета ГДРП.

4.4.1. Модуль данных программы расчета параметров ГДРП.

Основной задачей разработки модуля данных (Рис.4.4) являлось построение алгоритма, устанавливающего порядок ввода данных, необходимых для выполнения расчета параметров ГДРП и сформированных применительно к конкретному способу обработки скважины и типу используемого скважинного газогенерирующего устройства или газогенерирующей системы. В качестве газогенерирующего устройства может быть использован твердотопливный генератор давления, обеспечивающий воздействие на продуктивный пласт давлением продуктов горения твердотопливных зарядов ВЭКС, или комплексный аппарат, обеспечивающий кумулятивную перфорацию скважины в интервале продуктивного пласта и последующее воздействие на пласт через перфорационные каналы давлением продуктов горения твердотопливных зарядов. В качестве газогенерирующей системы может быть использована система, включающая твердотопливное газогенерирующее устройство и жидкий горюче-окислительный состав, то есть, твердотопливный генератор давления, обеспечивающий не только воздействие на продуктивный пласт давлением продуктов горения твердотопливных зарядов ВЭКС, но и воспламенение жидкого горюче-окислительного состава, закачанного в скважину, продукты горения которого обеспечивают длительное полезное барическое воздействие на обрабатываемый продуктивный пласт.

Реализованный в модуле данных алгоритм осуществляет следующий порядок ввода данных:

1. Формирование общей базы данных;

Общая база данных введена непосредственно в текст программы расчета параметров ГДРП, загружается автоматически после запуска программы и недоступна для пользователя.

2. Формирование интерфейса пользовательской базы данных.

3. Пользовательская база данных вводится непосредственно пользователем, после запуска программы расчета параметров ГДРП, через отображаемый на

мониторе компьютера интерфейс. Интерфейс отображает на мониторе порядок ввода данных, соответствующий конкретному способу обработки скважины и типу используемого скважинного газогенерирующего устройства или газогенерирующей системы (Рис.4.5).

Ввод исходных данных для ПГД-42Т

1) Номер скважины	123.00
2) Расстояние от устья до искусственного забоя, м	2500.00
3) Положение уровня скважинной жидкости(от устья) , м	50.00
4) Внутренний диаметр скважины, мм	129.00
5) Плотность скважинной жидкости, г/куб.см	1.06
6) Эффективная мощность пласта (не более удвоенной суммарной длины зарядов генератора), м	6.00
7) Плотность перфорации, отв/м	20.00
8) Расстояние от генератора(низ) до искусственного забоя, м	108.50
9) Длина воспламенительных зарядов(суммарная), м	3.50
10) Длина основных зарядов (суммарная), м	7.00
11) Пластовая Температура, град. Цельсия	68.00
12) Модуль Юнга породы, МПа	5000.00
13) Коэффициент Пуассона породы	0.30
14) Пластовое давление, МПа	23.80
15) Время процесса воздействия (не менее 0.1с)	2.50
16) Время вывода давления вдоль скважины, с	2.50
17) Расстояние от генератора до места регистрации давления (не менее 1 м), м	10.00

Графика Расчет Заккрыть

Рис.4.5. Интерфейс пользовательской базы данных, предназначенной для расчета параметров ГДРП и сформированной (для примера) для генератора давления ПГД-42Т.

Из рисунка 4.5 видно, что пользовательская база данных включает следующий порядок их ввода:

- 1) геолого-технические характеристики скважины (параметры с 1-го по 6-ой);
 - 2) характеристики обрабатываемого интервала скважины (параметры 6-ой и 7-ой);
 - 3) характеристика места установки генератора давления и габариты газогенерирующих частей генератора – зарядов ВЭКС (параметры с 8-го по 10-ый);
 - 4) характеристики объекта обработки – продуктивного пласта (параметры с 11-го по 14-ый);
 - 5) параметры периода воздействия – заданное время воздействия, в рамках которого будут рассчитываться параметры ГДРП (параметры 15-ый и 16-ый);
 - 6) характеристика места установки измерительного прибора типа МИГ36 (параметр 17-ый).
- 7) Кроме этого, интерфейс пользовательской базы данных имеет в своей нижней части следующие управляющие виртуальные клавиши:
- 8) клавиша «Графика» (включает интерфейс модуля вывода результатов расчетов);
 - 9) клавиша «Расчет» (включает выполнение расчета параметров ГДРП);
 - 10) клавиша «Заккрыть» (сохраняет пользовательскую базу данных и закрывает интерфейс).

4.4.2. Основной модуль программы расчета параметров ГДРП

Основной модуль включает систему дифференциальных уравнений процесса ГДРП, основывающуюся, прежде всего, на базовых дифференциальных уравнениях внутренней баллистики газового пузыря, позволяющих математически смоделировать процесс изменения во времени давления и температуры продуктов горения зарядов ВЭКС.

Базовые дифференциальные уравнения внутренней баллистики газового пузыря получены исходя из двух основных законов – закона сохранения материи и закона сохранения энергии.

Основной модуль обеспечивает численное интегрирование по времени системы дифференциальных уравнений, исходя из заданных начальных условий и с учетом результатов расчетов, выполняемых соответствующими модулями структуры.

Результатами работы основного модуля является получение расчетных значений давления и температуры продуктов горения, образующих в скважине газовый пузырь в заданные моменты времени процесса ГДРП, кратные заданному шагу интегрирования по времени и запись полученных значений указанных параметров в соответствующий файл, предназначенный для сохранения результатов в цифровом виде.

4.4.3. Модуль структуры, включающий процессы воспламенения и горения зарядов ВЭКС

Данный модуль структуры обеспечивает решение двух основных задач:

1) расчет количества продуктов горения, образующихся вследствие срабатывания конкретной и соответствующей типу скважинного газогенерирующего устройства или газогенерирующей системе, схемы воспламенения зарядов ВЭКС.

2) расчет поверхности заряда ВЭКС, по которой происходит его сгорание в процессе ГДРП, и количества образовавшихся продуктов горения энергоносителя (в случае заряда ВЭКС и/или ГОС);

При решении первой задачи были предусмотрены следующие основные схемы воспламенения энергоносителей:

а) воспламенение заряда ВЭКС отрезком детонирующего шнура, установленным в центральном сквозном канале энергоносителя и инициированным взрывным патроном или детонатором (данная схема

воспламенения реализуется в период времени запуска твердотопливного генератора давления);

б) воспламенение энергоносителя (заряда ВЭКС) кумулятивными струями, пробивающими его и образующимися вследствие срабатывания кумулятивных зарядов, инициированных детонирующим шнуром заданной длины (данная схема воспламенения реализуется в период времени запуска комплексного аппарата);

в) воспламенение энергоносителя воспламенителем - продуктами горения взрывчатых веществ, входящих в состав воспламенителя (данная схема воспламенения реализуется в период времени запуска твердотопливного генератора давления, для инициирования которого применяют воспламенитель, установленный в центральном канале энергоносителя);

г) воспламенение энергоносителя продуктами горения газового пузыря (данная схема воспламенения реализуется в процессе выполнения ГДРП, когда энергоноситель или его часть оказывается внутри объема газового пузыря, наполненного продуктами горения другого энергоносителя).

Выполнение второй задачи базируется на следующих основных общепринятых положениях, позволяющих с достаточной точностью смоделировать процесс сгорания заряда ВЭКС:

а) энергоноситель горит по своей открытой поверхности – поверхности горения, контактирующей с внешней средой, температура которой равняется или превышает температуру вспышки ВЭКС;

б) энергоноситель горит по своей открытой поверхности равномерно, параллельными слоями, внутрь заряда ВЭКС в направлении, нормальном к поверхности горения со скоростью, соответствующей закону скорости горения твердого топлива (ВЭКС).

Результатами работы упомянутого модуля структуры являются:

- 1) рассчитанное количество продуктов горения, образовавшееся в период времени срабатывания конкретной схемы воспламенения;

- 2) рассчитанное количество продуктов горения энергоносителей, соответствующее конкретному времени процесса ГДРП, кратному заданному шагу интегрирования.

4.4.4. Модуль структуры, включающий процессы сжимаемости и движения скважинной жидкости.

Данный модуль структуры обеспечивает решение двух основных задач:

- 1) расчет изменения объема, занимаемого сжимаемой скважинной жидкостью, образующегося вследствие действия на жидкость давления газового пузыря;

Решение данной задачи реализовано исходя из следующих основных положений:

а) находящаяся в скважине жидкость до момента времени начала процесса ГДРП имеет стабильное установившееся барическое состояние и никаким образом не изменяет свой объем;

б) с момента образования газового пузыря находящаяся в скважине жидкость условно разделяется на две части: верхний столб жидкости – жидкость, расположившаяся в скважине выше газового пузыря, и нижний столб жидкости – жидкость, расположившаяся в скважине ниже газового пузыря;

в) с момента образования газового пузыря давление газового пузыря начинает передаваться в скважинную жидкость и распределяться в ней, при этом как верхнем, так и в нижнем столбе жидкости формируется граница изменения барического состояния скважинной жидкости;

г) в процессе выполнения ГДРП границы изменения барического состояния удаляются от газового пузыря со скоростью, равной скорости распространения звука в скважинной жидкости, при этом столбы жидкости разделяются на две части: часть столба жидкости, находящаяся между границей газового пузыря и границей изменения барического состояния непрерывно подвергается изменению своего барического состояния и, поэтому, деформируется (сжимается или расширяется), другая часть столба жидкости не подвергается изменению барического состояния и, поэтому не деформируется, оставаясь в покое;

д) в моменты времени процесса ГДРП, когда граница изменения барического состояния достигла, перемещаясь вниз от газового пузыря, забоя и, перемещаясь вверх от газового пузыря, поверхности жидкости (статического уровня), принимается, что нижний или верхний столб жидкости полностью изменили свое барическое состояние;

е) деформация жидкости рассчитывается за каждый истекший промежуток времени процесса ГДРП, равный шагу интегрирования.

2) расчет изменения скорости движения сжимаемой скважинной жидкости при воздействии на жидкость давления газового пузыря.

Решение данной задачи реализовано, исходя из следующих основных положений:

а) скважинная жидкость, находящаяся между границей газового пузыря и границей изменения барического состояния, движется вследствие наличия деформации жидкости (изменения объема, занимаемого жидкостью);

б) движение жидкости, находящейся ниже газового пузыря, возможно только вследствие наличия деформации нижнего столба жидкости;

в) движение жидкости, находящейся выше газового пузыря, возможно только вследствие наличия деформации верхнего столба жидкости, а с момента времени, когда верхний столб жидкости полностью изменит свое барическое состояние еще и вследствие движения всего верхнего столба жидкости в целом как единого сжимаемого тела;

Результатами работы данного модуля структуры является получение расчетных значений деформаций скважинной жидкости, объема, занимаемого скважинной жидкостью и скоростей ее движения в заданные моменты времени процесса ГДРП, кратные заданному шагу интегрирования по времени, а также запись полученных результатов в соответствующий файл, предназначенный для сохранения результатов в цифровом виде.

4.4.5. Модуль структуры, включающий процесс формирования газового пузыря в скважине.

Данный модуль структуры учитывает процесс формирования газового пузыря в заданные моменты времени процесса ГДРП, кратные заданному шагу интегрирования по времени исходя из известных расчетных значений деформаций скважинной жидкости, объема, занимаемого скважинной жидкостью и скоростей ее движения (используются результаты работы выше представленного модуля структуры).

Основной задачей данного модуля структуры является определение текущего места положения газового пузыря (места положения верхней и нижней границы газового пузыря) и текущего объема газового пузыря.

Решение данной задачи реализовано, исходя из следующих основных положений:

а) образующийся в скважине газовый пузырь имеет форму цилиндрического тела;

б) верхняя граница газового пузыря изменяет свое место положения в зависимости от текущего состояния верхнего столба жидкости (величины деформации и перемещения жидкости вследствие движения верхнего столба жидкости в целом);

в) нижняя граница газового пузыря изменяет свое место положения в зависимости от текущего состояния нижнего столба жидкости (величины деформации жидкости);

г) в периоды времени процесса ГДРП, когда давление в газовом пузыре превышает давление разрыва продуктивного пласта и в пласте образуются трещины, текущий объем газового пузыря дополнительно увеличивается на величину, состоящую из суммарного объема перфорационных каналов, через которые осуществляется барическое воздействие на пласт, и из суммарного объема образовавшихся в пласте трещин.

Результаты расчета записываются в соответствующий файл, предназначенный для сохранения результатов в цифровом виде.

4.4.6. Модуль структуры, включающий процессы теплообмена между продуктами горения энергоносителя и окружающей средой.

При расчете параметров ГДРП необходимо учитывать наличие процесса теплообмена между продуктами горения энергоносителя и окружающей средой, а именно, прежде всего, между газовым пузырем и скважиной, наполненной скважинной жидкостью. Сложность моделирования такого процесса заключается в том, что газовый пузырь не только непрерывно изменяется в размерах, но и вступает в тепловой контакт с неоднородной «гетерогенной» окружающей средой (т.е. одновременно с жидкостью, со стенками эксплуатационной колонны скважины и даже с пластом). Физические и тепловые характеристики такой окружающей среды резко изменяются в зависимости от места положения и состояния поверхности теплового контакта (так, например, жидкость, находящаяся на поверхности теплового контакта с газовым пузырем, может так нагреться, что будет кипеть, вследствие чего коэффициент теплообмена на этой поверхности контакта изменится скачкообразно).

4.4.7. Модуль структуры, включающий процесс трещинообразования.

Данный модуль структуры учитывает при расчете параметров ГДРП наличие процесса трещинообразования и позволяет рассчитать текущие размеры образующихся в продуктивном пласте трещин.

Физико-математическое моделирование данного модуля структуры реализовано, исходя из следующих основных положений:

а) процесс трещинообразования включается в расчете параметров ГДРП, когда давление в газовом пузыре превышает по своей величине давление разрыва продуктивного пласта;

б) в результате разрыва продуктивного пласта образуются радиальные вертикальные трещины;

в) в момент времени процесса ГДРП, кратный шагу интегрирования, когда давление в газовом пузыре впервые превысило давление разрыва продуктивного

пласта, мгновенно образуются начальные трещины разрыва (начальные размеры таких трещин задают в общей базе данных);

г) в период времени процесса ГДРП, когда давление в газовом пузыре превышает по своей величине давление разрыва продуктивного пласта, начальные трещины разрыва раскрываются – изменяют свою ширину и увеличиваются в длину;

д) высота образующихся трещин остается постоянной и соответствует заданной эффективной мощности пласта.

Результатами работы данного модуля, являются расчеты текущих значений длины и ширины трещин, соответствующих моменту времени процесса ГДРП, кратные шагу интегрирования.

Результаты расчета записываются в соответствующий файл, предназначенный для сохранения результатов в цифровом виде.

4.4.8. Модуль вывода результатов расчетов параметров ГДРП.

Назначение данного модуля – предоставление пользователю возможности вывести на экран монитора основные результаты расчета параметров ГДРП в графическом виде (графиками, отражающими зависимость интересующего пользователя параметра от времени или от иного параметра).

Для вывода результатов расчета параметров ГДРП модуль включает стандартные графические приложения и использует в качестве исходных данных данные, записанные в файлы, предназначенные для сохранения результатов расчета параметров ГДРП в цифровом виде. Чтобы отобразить тот или иной результат расчета параметров ГДРП на экране монитора, в модуле реализован интерфейс, который выводится на экран монитора, например, в виде, представленном на рисунке 4.6:

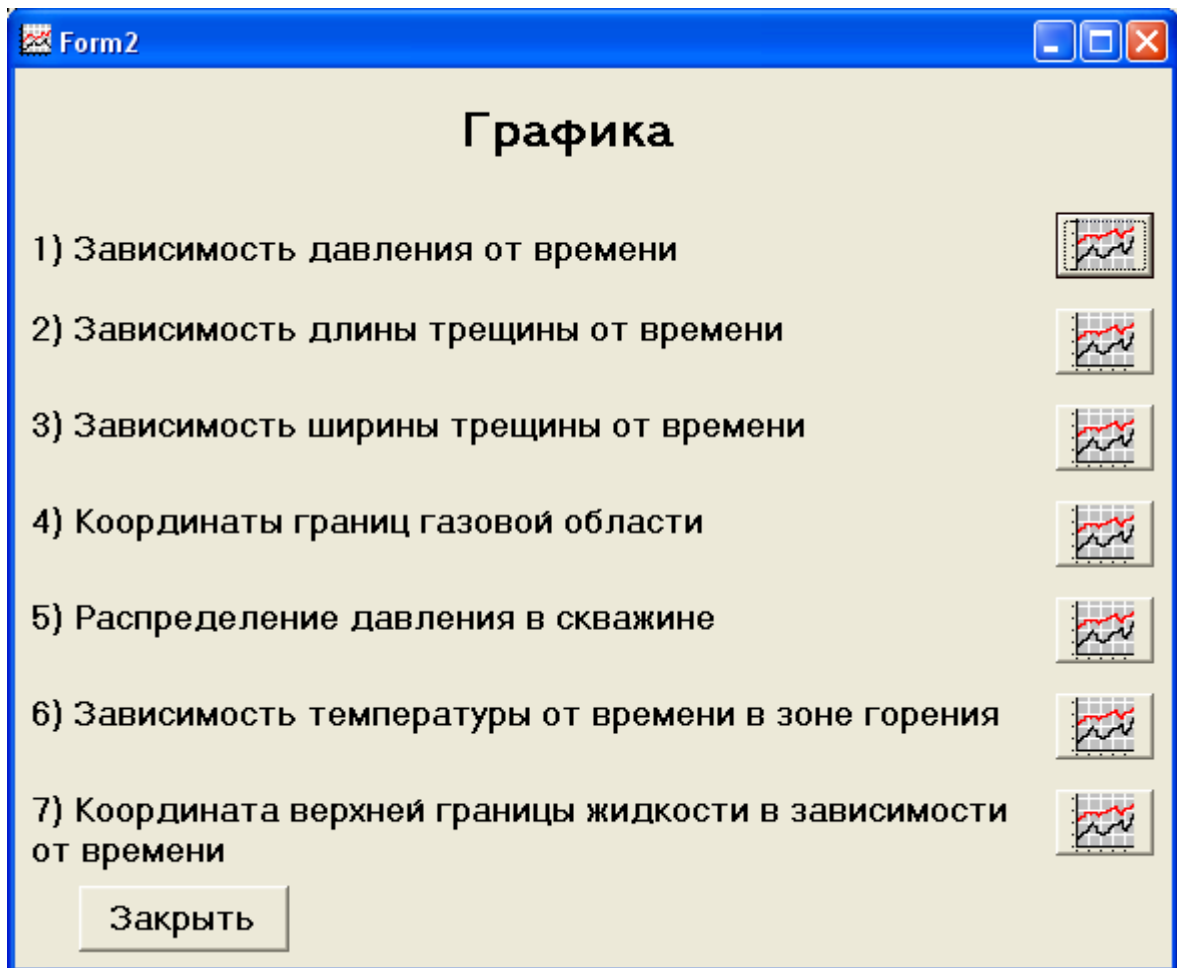


Рис.4.6. Интерфейс для вывода результатов расчета параметров ГДРП.

В правой части интерфейса, по вертикали, расположены управляющие виртуальные клавиши, после нажатия «мышкой» на которые на экране монитора отобразится соответствующий результат, выбранный пользователем из представленного списка (Рис.4.7 – 4.13).

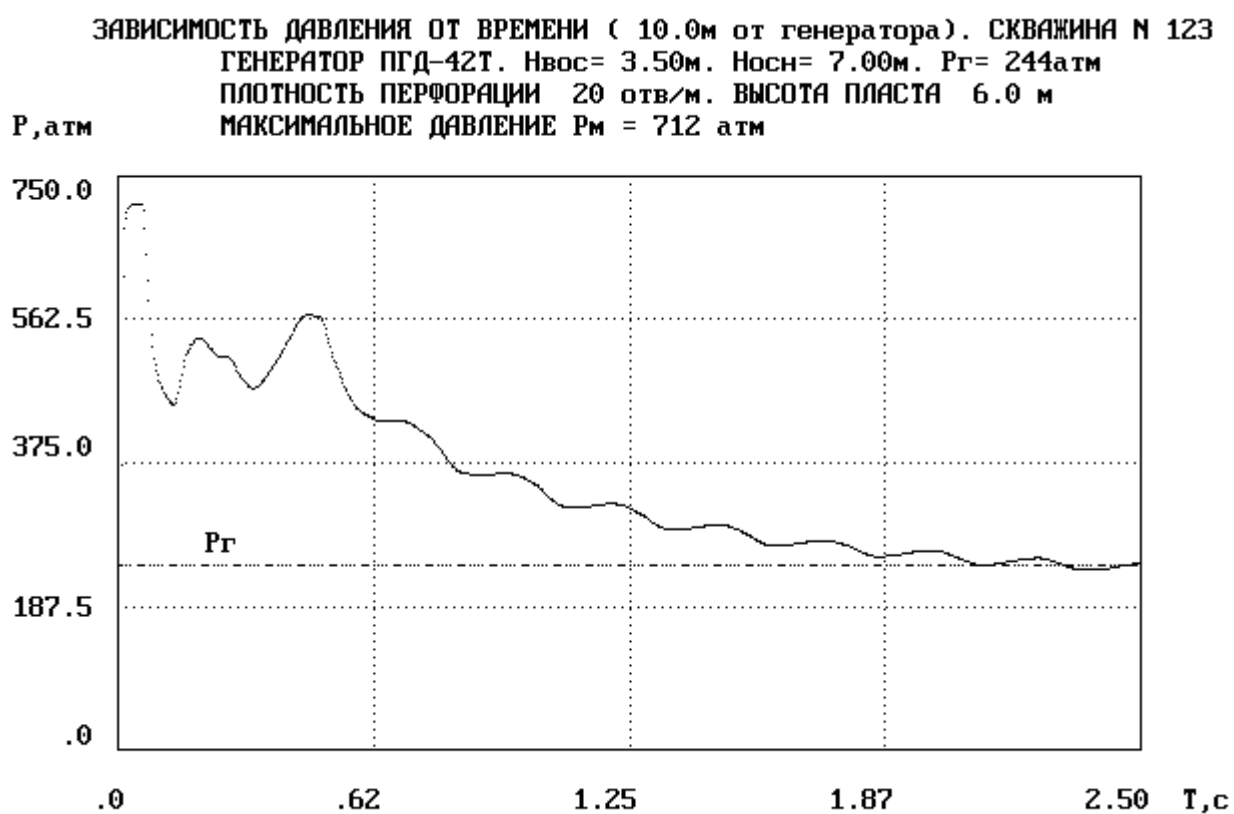


Рис.4.7. Зависимость давления в интервале работ от времени.

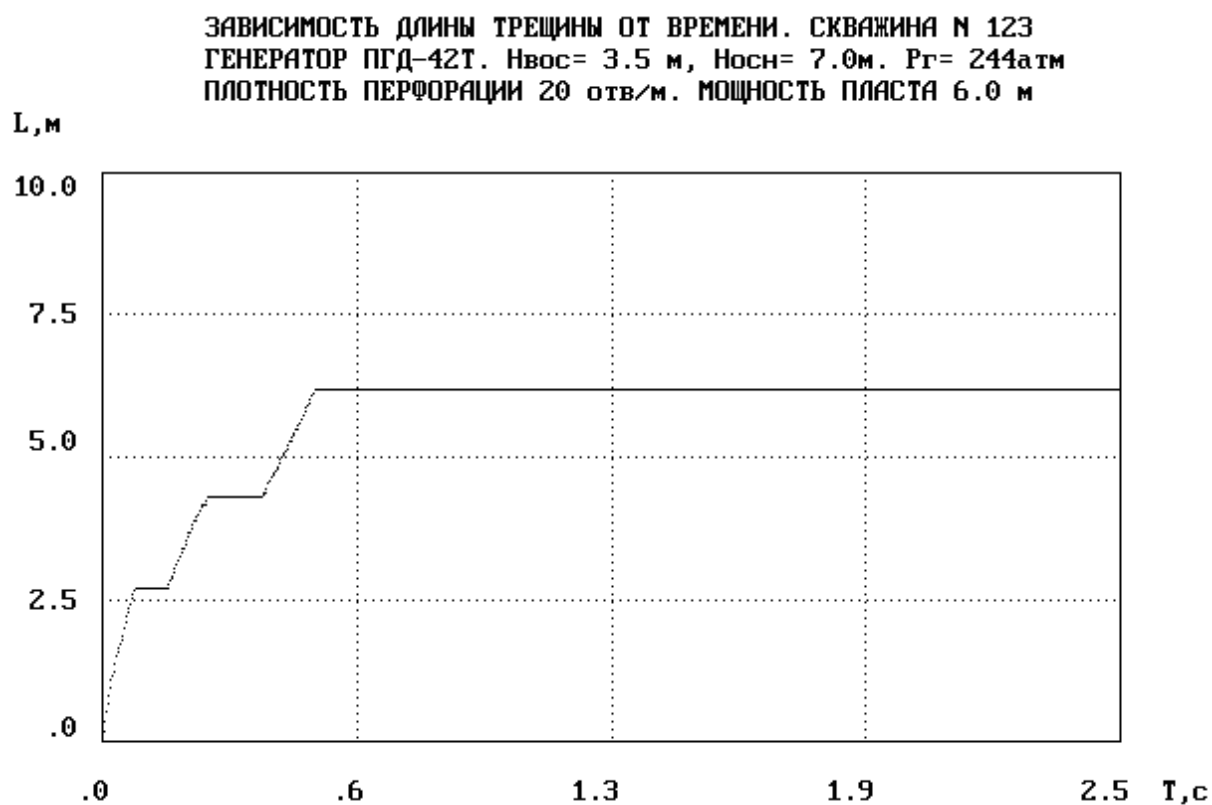


Рис. 4.8. Зависимость длины трещины от времени.

ЗАВИСИМОСТЬ ШИРИНЫ ТРЕЩИНЫ ОТ ВРЕМЕНИ. СКВАЖИНА N 123
 ГЕНЕРАТОР ПГД-42Т. Н_{вос}= 3.5 м, Н_{осн}= 7.0 м. Р_г= 244 атм
 ПЛОТНОСТЬ ПЕРФОРАЦИИ 20 ОТВ/М. МОЩНОСТЬ ПЛАСТА 6.0 м

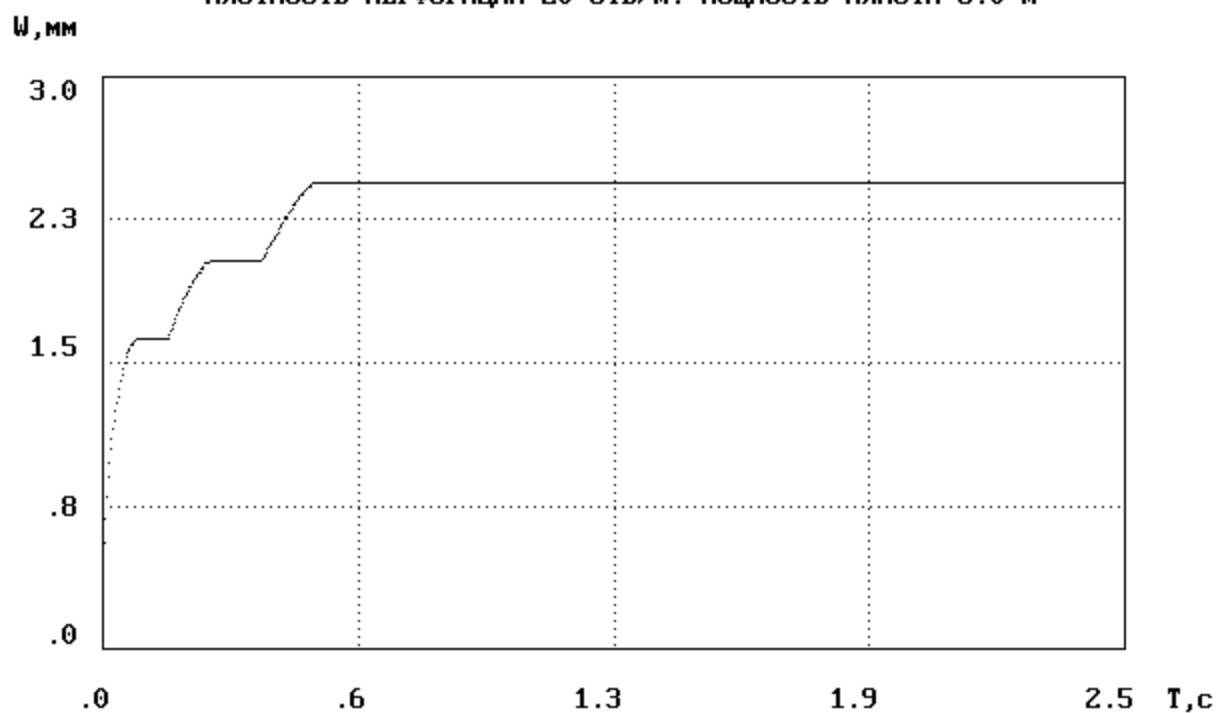


Рис. 4.9. Зависимость ширины трещины от времени.

КООРДИНАТЫ ГРАНИЦ ГАЗОВОЙ ОБЛАСТИ. СКВАЖИНА N 123
 ГЕНЕРАТОР ПГД-42Т. Н_{вос}= 3.5м, Н_{осн}= 7.0 м, Р_г= 244 атм.
 ПЛОТНОСТЬ ПЕРФОРАЦИИ 20 ОТВ/М. МОЩНОСТЬ ПЛАСТА 6.0 м

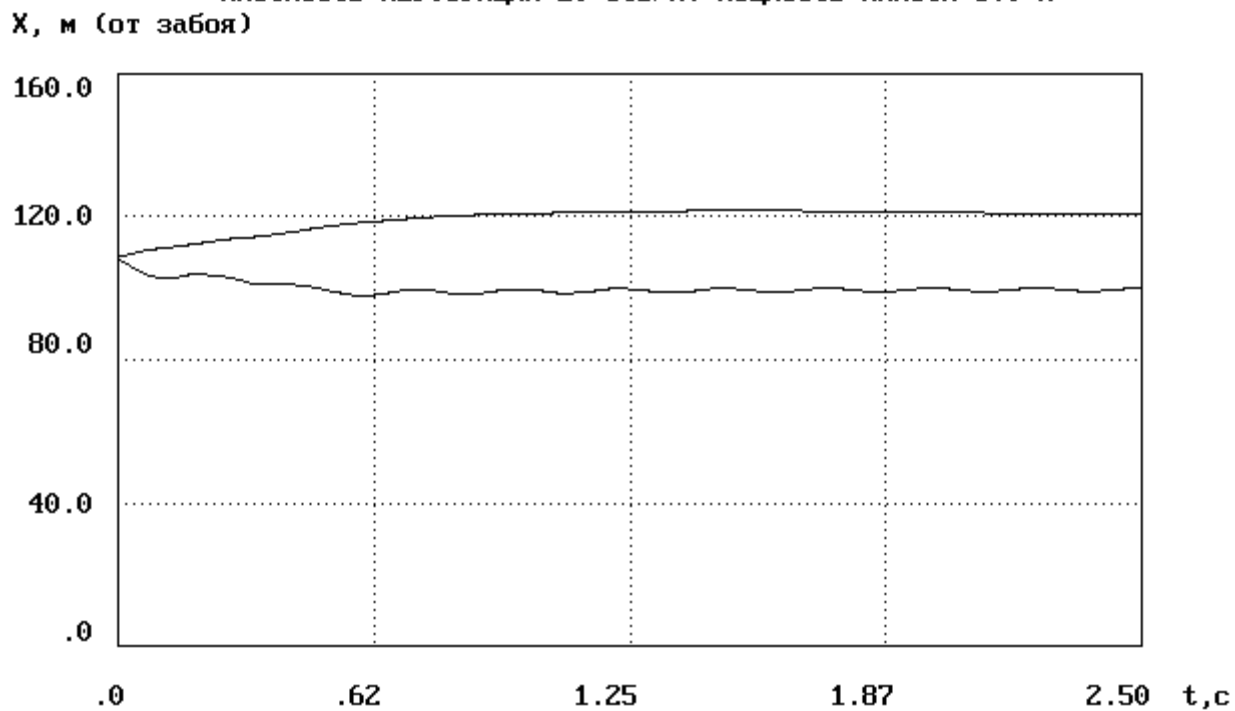


Рис.4.10. Координаты границ газовой области (газового пузыря).

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ N 123 ($t = 2.5$ с)
 ГЕНЕРАТОР ПГД-42Т: $H_{\text{вос}} = 3.5$ м, $H_{\text{осн}} = 7.0$ м. $P_{\text{г}} = 244$ атм
 ПЛОТНОСТЬ ПЕРФОРАЦИИ 20 ОТВ/М. МОЩНОСТЬ ПЛАСТА 6.0 м

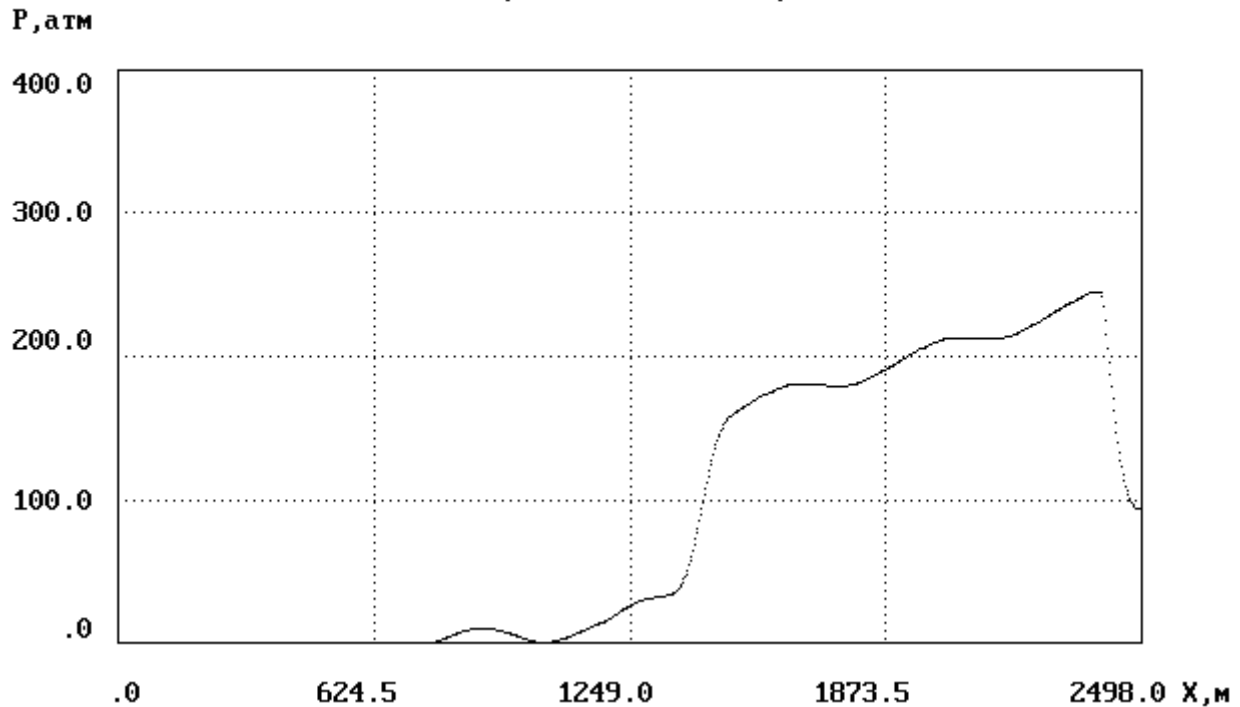


Рис.4.11. Распределение давления в скважине (по высоте столба скважинной жидкости).

ЗАВИСИМОСТЬ ТЕМПЕРАТУРЫ ОТ ВРЕМЕНИ В ЗОНЕ ГОРЕНИЯ. СКВ. N 123
 ПГД-42Т: $H_{\text{вос}} = 3.5$ м, $H_{\text{осн}} = 7.0$ м. $P_{\text{г}} = 244$ атм, $T_0 = 68$ С
 ПЛОТНОСТЬ ПЕРФОРАЦИИ 20 ОТВ/М. МОЩНОСТЬ ПЛАСТА 6.0 м

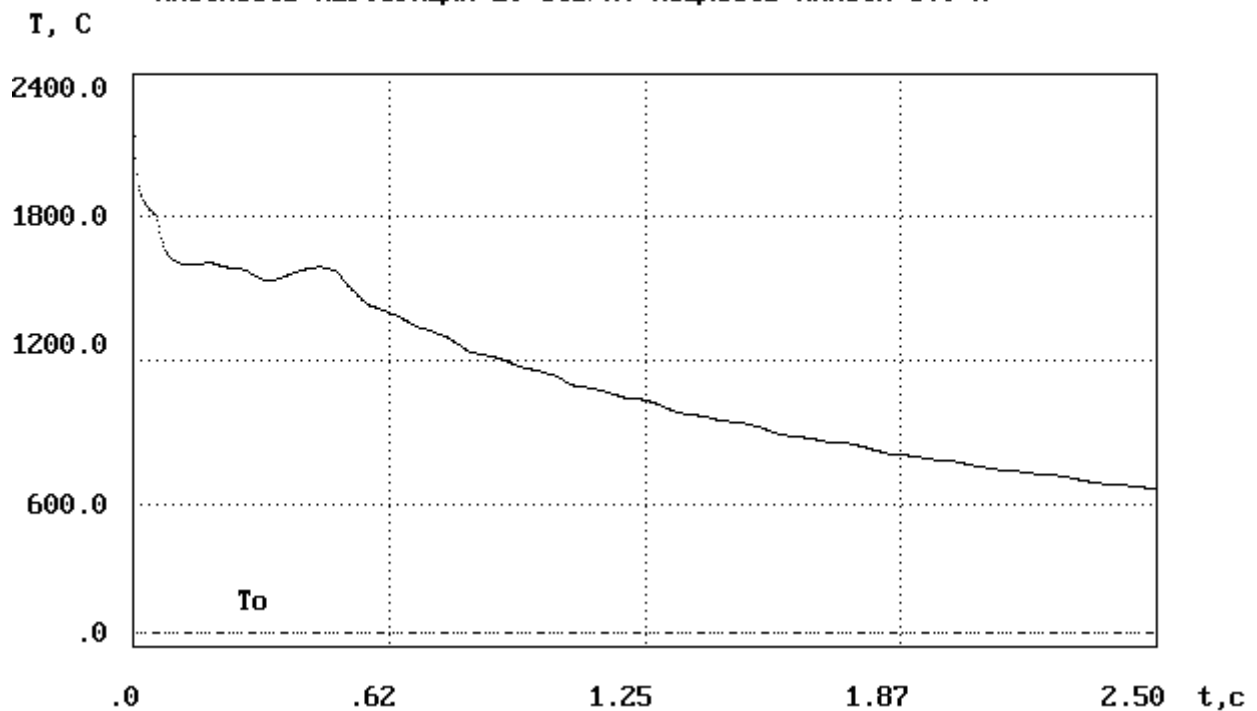


Рис.4.12. Зависимость температуры от времени в зоне горения (в газовом пузыре).

КООРДИНАТА ВЕРХНЕЙ ГРАНИЦЫ ЖИДКОСТИ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ВРЕМЕНИ. СКВ. N 123
 ГЕНЕРАТОР ПГД-42Т. Нвос= 3.5м, Носн= 7.0 м, Рг= 244 атм.
 ПЛОТНОСТЬ ПЕРФОРАЦИИ 20 отв/м. МОЩНОСТЬ ПЛАСТА 6.0 м
 X, м (от устья)

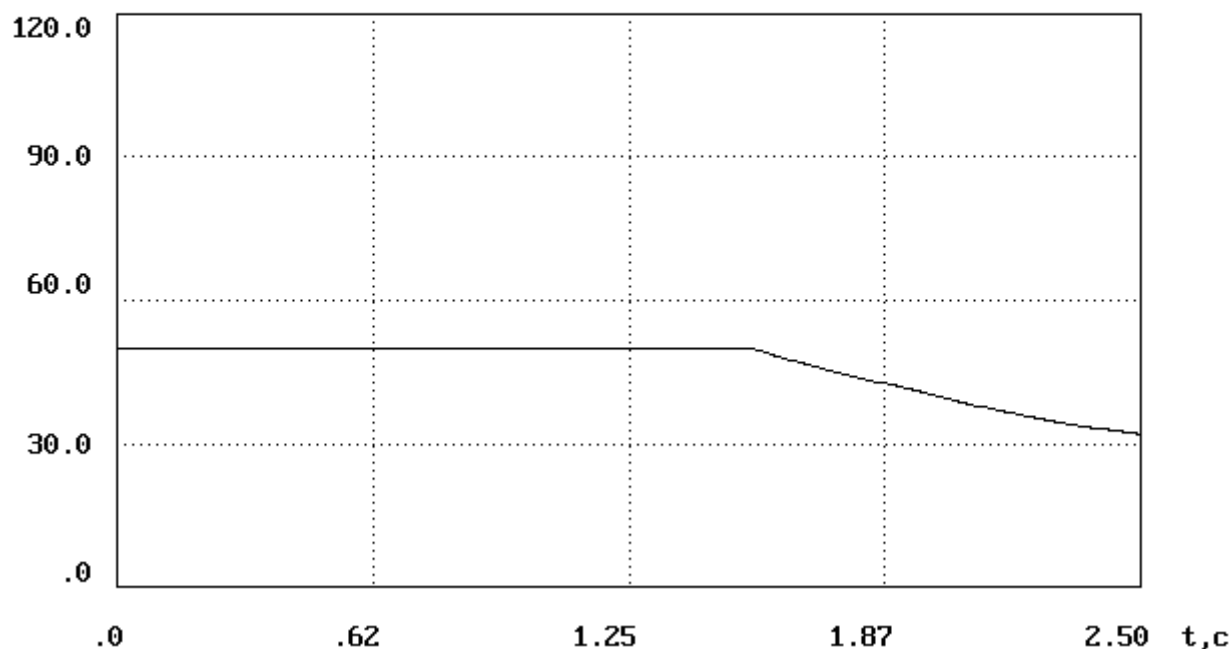


Рис.4.13. Координаты верхней границы жидкости (статический уровень) в зависимости от времени.

На рисунке 4.14 приведена характерная запись давления (сплошная линия) в скважине глубиной 2720м и результаты расчетов (пунктирная) при воздействии на пласт мощностью 1м с плотностью перфорации 16 отв./м генератором ПГД.БК-100М с массой заряда 18кг. Давление в скважине измеряли автономным регистратором с шагом записи быстропротекающего процесса 10^{-3} с. Сравнение результатов численного расчета и измерений показывает хорошее соответствие по амплитудным величинам и периоду колебаний.

Для оценки основных параметров импульсного воздействия на пласт ниже приведены результаты расчетов для генератора давления ПГРИ-100 с массой заряда 36кг: глубина скважины 2800м, плотность перфорации 24отв./м, диаметр перфорационного канала в обсадной колонне 10мм, мощность пласта 10м.

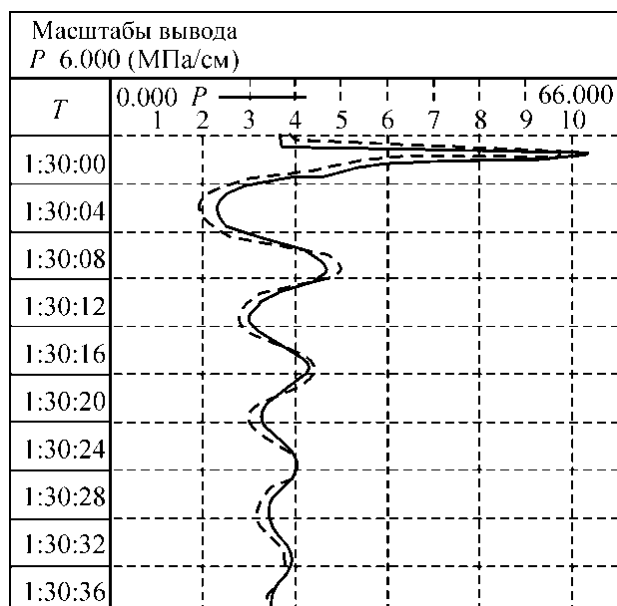


Рис. 4.14. Характерная запись давления (сплошная линия) в скважине глубиной 2720м и результаты расчетов (пунктирная) при воздействии на пласт мощностью 1м с плотностью перфорации 16отв./м генератором ПГД.БК-100М с массой заряда 18кг

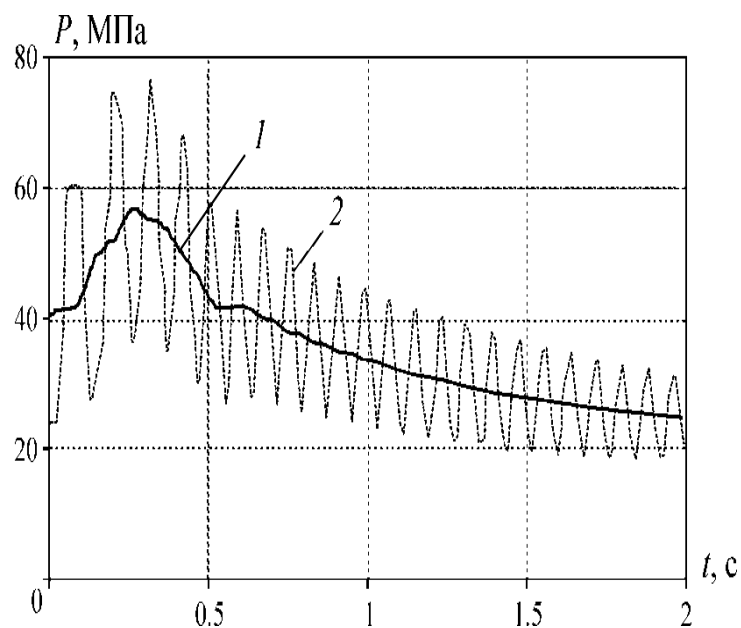


Рис. 4.15. Изменение давления в зоне горения (1) и на забое (2)

Давление у забоя носит колебательный характер (Рис.4.15) с амплитудой выше, чем в зоне горения из-за отражения волны давления от жесткой преграды, далее они выравниваются.

На рисунке 4.16 отражено изменение размеров области, занятой продуктами горения. Нижняя граница 1 области движется вниз при нагнетании скважинной жидкости в пласт через перфорационные каналы, а затем останавливается при снижении давления ниже разрыва пласта. Верхняя граница 2 совершает затухающие колебания и интервал, занятый продуктами горения, через 40с составил 15м.

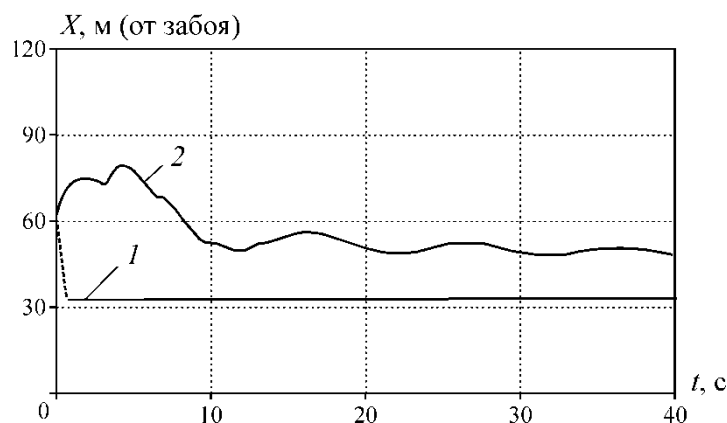


Рис. 4.16. Изменение размеров области, занятой продуктами горения

Движение верхней границы жидкости к устью представлено на рисунке 4.17. При первоначальном снижении уровня на 40м жидкость не достигает устья. Поэтому начальный уровень жидкости обычно снижают для предотвращения гидроудара по устьевому оборудованию. Результаты проведенных работ по импульсному воздействию на пласт, как правило, подтверждают характерные выбросы жидкости из скважины, если начальный уровень не снижен до расчетного значения.

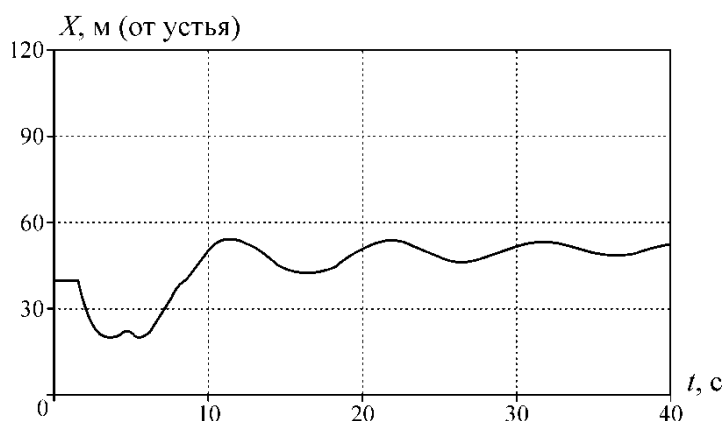


Рис. 4.17. Движение верхней границы жидкости к устью скважины

Процесс нагрева обсадной колонны иллюстрирует рисунок 4.18 (температура 1 — в зоне горения, 2 — на внутренней поверхности обсадной колонны, 3 — пластовая 60°C). Температура внутренней поверхности колонны достигла 570°C , а через 40с уменьшилась до 110°C и превысила пластовую на 50°C . Термограммы, снятые через 1–2ч после применения генераторов, показывают, что температурная аномалия в интервале горения обычно составляет $20\text{--}50^{\circ}\text{C}$ и зависит от массы сгоревшего заряда (не более 100кг). Можно предположить, что при небольших временах счета предложенная модель расчета процесса теплообмена приемлема.

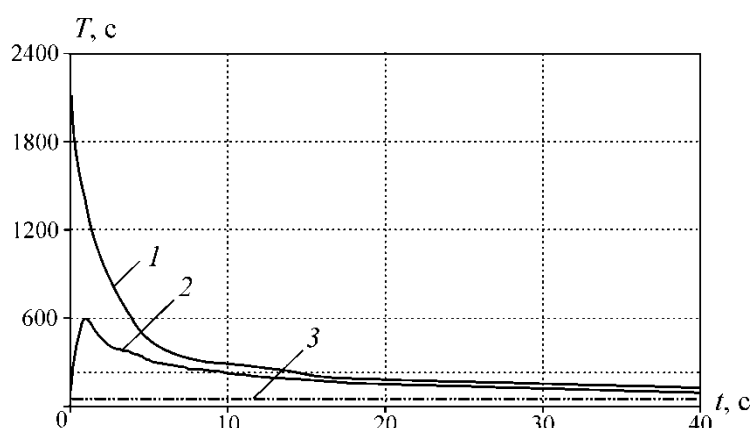


Рис. 4.18. Нагрев обсадной колонны

Изменение объема жидкости, нагнетаемой в пласт через перфорационные каналы в зависимости от времени демонстрирует рисунок 4.19.

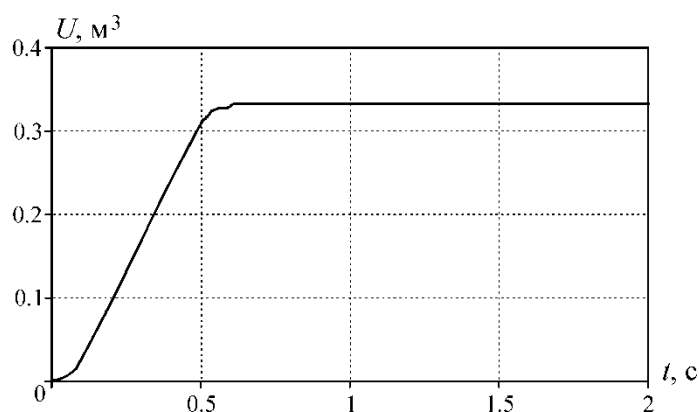


Рис. 4.19. Изменение объема жидкости, нагнетаемой в пласт через перфорационные каналы в зависимости от времени

На рис.4.20 показано развитие длины трещины L и ее раскрытия W у стенки скважины во времени для данного воздействия. Остаточное значение длины трещины составило 7,5м, а остаточное раскрытие 2мм. Расчеты проведены при следующих характеристиках пласта – модуль Юнга породы при нагрузке $E_1 = 5 \cdot 10^4$ МПа, при разгрузке $E_2 = 3 \cdot E_1$, коэффициент Пуассона 0,25.

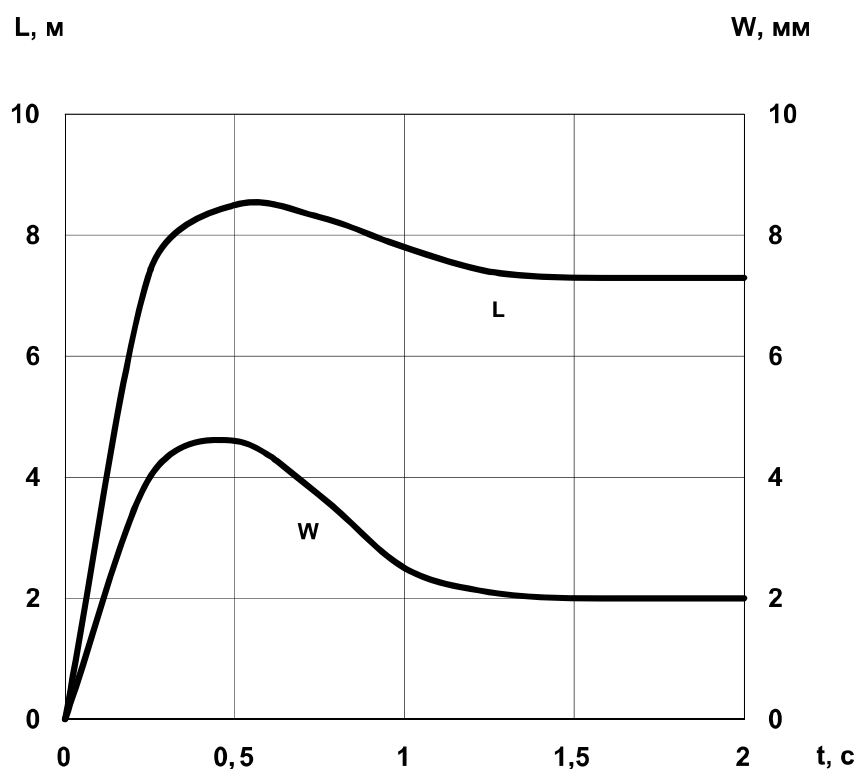


Рис. 4.20. Развитие длины трещины L и ее раскрытия W у стенки скважины во времени

Аналогичные расчеты проведены для генераторов давления всех разработанных типов.

Изменение давления в скважине при срабатывании комплексных аппаратов ПГК-102 и ГП105, полученные расчетным путем и автономным регистратором давления, представлены на рисунках 4.21 и 4.22.

Сравнение результатов численных расчетов и измерений автономным регистратором давления показывает хорошее соответствие не только по максимальным значениям давления, но и по изменению давления во времени.

Расчет давления в скважине № 7817
200 м от аппарата ГП105.
Перфораторный модуль 3 м,
генераторный 1,6 м.

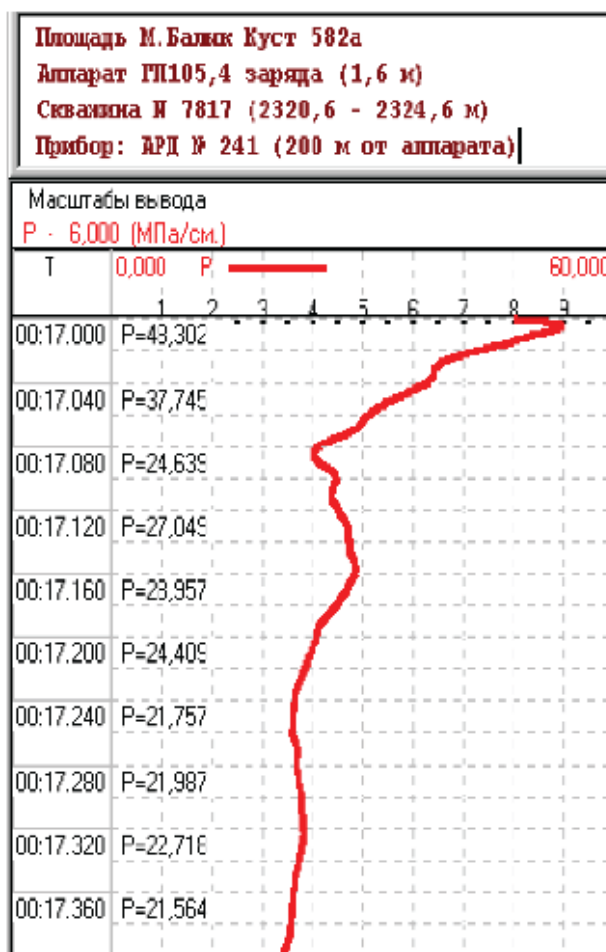
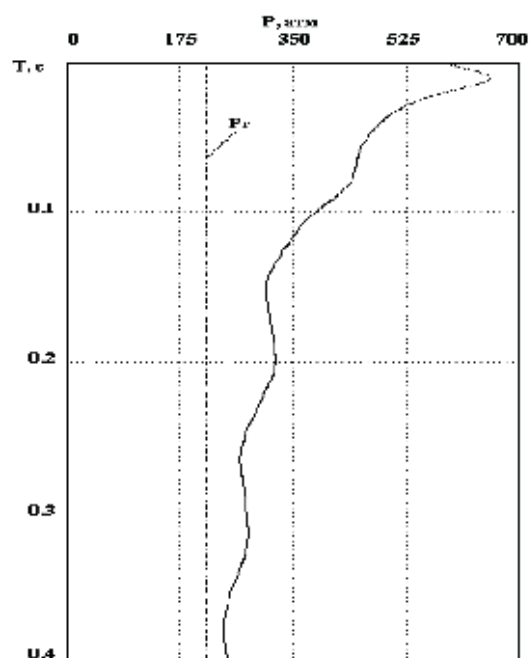


Рис. 4.21. Изменение давления в скважине при срабатывании комплексных аппаратов ПГК-102

Расчет давления в скважине № 489
200 м от аппарата ПГК-102.
Перфораторный модуль 3 м,
генераторный 2 м.

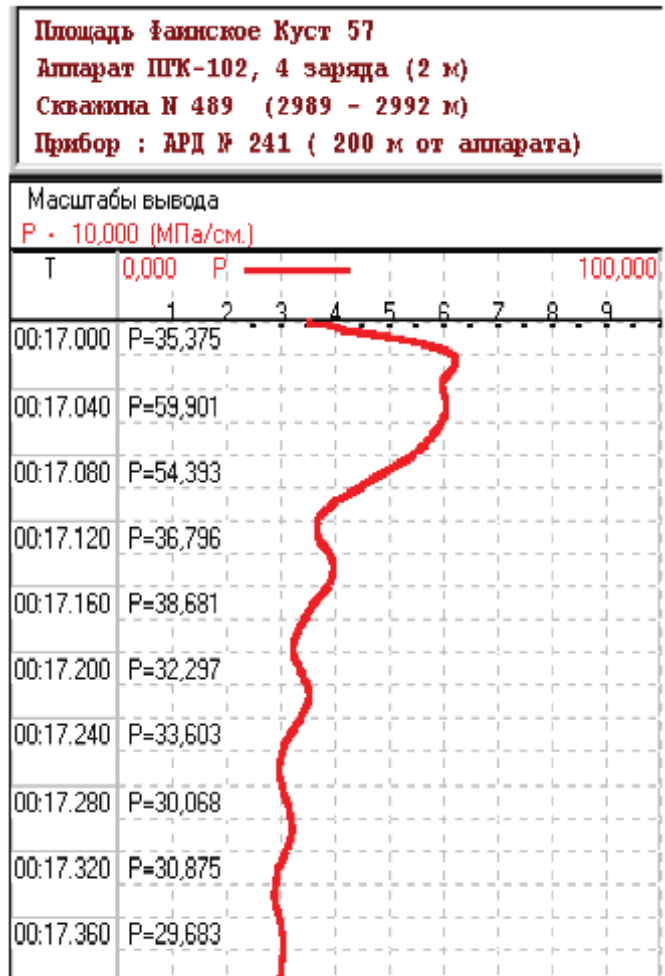
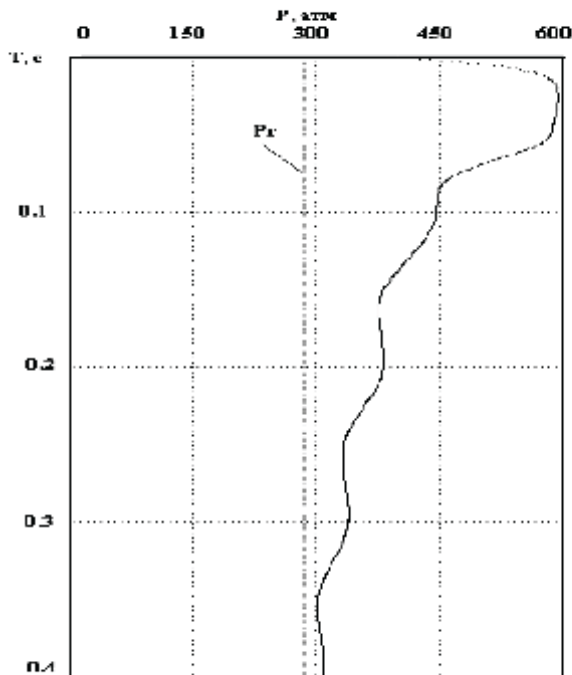


Рис. 4.22. Изменение давления в скважине при срабатывании комплексных аппаратов ГП105

Для генераторов типа ПГРИ-100 (наружный диаметр зарядов 92мм) длина трещин, как показывают расчеты, находится в пределах от 5 до 15м и зависит от мощности обрабатываемого пласта и других геолого-технических характеристик. Для малогабаритных генераторов (диаметр зарядов 42–45мм), спускаемых через насосно-компрессорные трубы, а также для комплексных аппаратов МКAB-150, ПГК-102, ГП105 длина трещин прогнозируется в пределах от 2 до 5м. При использовании технологии ГОС длина трещин прогнозируется от 15 до 30м.

4.5. Условия эффективности газодинамического разрыва пласта

Скважины, намеченные к проведению в них газодинамического разрыва пласта (ГДРП) [24,69,70,85] , предварительно должны быть оценены на

соответствие критериям выбора объектов для обработки, которые включают в себя ряд показателей, основными из которых являются:

- тип породы коллектора;
- показатели пористости, проницаемости, глинистости;
- начальное и текущее пластовые давления;
- глубина расположения объекта;
- расстояние до ближайшего водяного коллектора (ВНК);
- возраст скважины и продолжительность ее эксплуатации;
- динамика дебита скважины;
- характеристика флюида.

Многолетняя практика работ с твердотопливными генераторами давления показала, что на предварительном этапе выбора объектов для воздействия подробное рассмотрение и сопоставление перечисленных показателей являются определяющими для оптимального проектирования параметров импульсной обработки и, в конечном счете, для успешности воздействия в целом. Вышеперечисленные показатели, главным образом, являются частью геологической характеристики породы коллектора, непосредственно определяющей нефтеотдачу пласта. Соответственно, какое-либо изменение этих показателей техническими средствами приводит к изменению производительности скважины по нефти.

Технология газодинамического разрыва пласта дает возможность целенаправленно изменять характер и показатели проницаемости в зоне пласта, непосредственно примыкающей к скважине (ПЗП). Однако, следует сказать, что степень такого изменения не безгранична и существуют оптимальные исходные показатели, например, пористости, проницаемости и глинистости, при которых достигается максимальная эффективность воздействия. Применение аппаратуры и технологии ГДРП дает максимальный эффект при работе в жестких и хрупких (высокомодульных) песчаниках и карбонатах с преимущественно поровой проницаемостью. Результатом комплексного термогазодинамического воздействия является изменение характера проницаемости на преимущественно

трещинно-поровый или трещинный (в ПЗП) с образованием новых трещин или очистка существующих проводящих каналов от смол, асфальтенов, парафинов или фильтрата бурового раствора. Оптимальный показатель исходной пористости для таких коллекторов - 10%, текущей (ухудшенной) проницаемости 5-20мД. С этим последним показателем связаны оценка радиуса зоны ухудшенной проницаемости и, в конечном счете, эффективность обработки в целом.

Приведем оценку радиуса зоны ухудшенной проницаемости с использованием двух коэффициентов продуктивности η_1 и η_2 , характерных для начальной и текущей стадий эксплуатации соответственно [58]:

$$\eta_1 = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln(R_k / r_c) + B_1 \ln(R_1 / r_c)}, \quad (4.5.1)$$

$$\eta_2 = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln(R_k / r_c) + B_2 \ln(R_2 / r_c)}, \quad (4.5.2)$$

где $\varepsilon = \kappa h / \mu$ – гидропроводность пласта, r_c , R_k – радиусы скважины и контура питания соответственно, κ_1 , κ_2 – проницаемости ухудшенной зоны в начальной и текущей стадиях эксплуатации соответственно, k – проницаемость пласта, $B_1 = k / \kappa_1 - 1$, $B_2 = k / \kappa_2 - 1$, R_1 и R_2 – радиусы зоны ухудшенной проницаемости (загрязненной зоны) в начальной и текущей стадиях эксплуатации.

Из (4.5.1) и (4.5.2) радиус зоны ухудшенной проницаемости

$$R_2 = r_c \left(\frac{R_1}{r_c} \right)^\alpha, \quad (4.5.3)$$

где

$$\alpha = \frac{B_1}{B_2} \frac{2\pi\varepsilon / \eta_2 - \ln \frac{R_k}{r_c}}{2\pi\varepsilon / \eta_1 - \ln \frac{R_k}{r_c}}, \quad R_1 = r_c \sqrt{1 + \frac{2ut}{mr_c}}, \quad u = \text{скорость фильтрации в пласт, } m -$$

коэффициент пористости пласта, t – время контакта бурового раствора с пластом.

Так как проницаемость в процессе эксплуатации уменьшается, то отношение $B_1/B_2 < 1$. Принимая $B_1/B_2 = 1$, т.е. считая, что проницаемость ухудшенной зоны пласта со временем не изменяется, а радиус зоны ухудшенной

проницаемости R_I определяется в основном радиусом проникновения фильтрата бурового раствора, мы получим наибольшее значение α и максимально возможное значение текущего радиуса ухудшенной проницаемости R_2 . Радиус R_I можно получить и по данным промысловых геофизических исследований.

Таким образом, зная гидропроводность удаленной части пласта ε , коэффициенты продуктивности η_1 и η_2 , радиус ухудшенной проницаемости в начальной стадии эксплуатации R_I , можно определить максимально возможный текущий радиус ухудшенной проницаемости.

Рассмотрим на примере одной скважины изменение зоны ухудшенной проницаемости в процессе эксплуатации скважины с использованием соотношения (4.5.3).

Скважина № 14 Южно-Лиственничная.. Гидропроводность $\varepsilon = 3 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; коэффициент продуктивности текущий $\eta_2 = 0,4 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$; $R_K = 200 \text{ м}$, $r_c = 0,1 \text{ м}$, а текущий коэффициент продуктивности снизился в два раза по сравнению с начальной стадией эксплуатации.

В процессе эксплуатации скважины изменяется коэффициент продуктивности и радиус зоны загрязнения. На рис.4.23 показано, как изменяется радиус загрязненной зоны при снижении продуктивности для двух значений начального радиуса загрязнения. Когда коэффициент продуктивности снизился в 2 раза, радиус загрязненной зоны может увеличиться в 4 раза при $R_I = 0,25 \text{ м}$ и в 10 раз при $R_I = 0,5 \text{ м}$.



Рис. 4.23. Радиус загрязненной зоны при снижении продуктивности

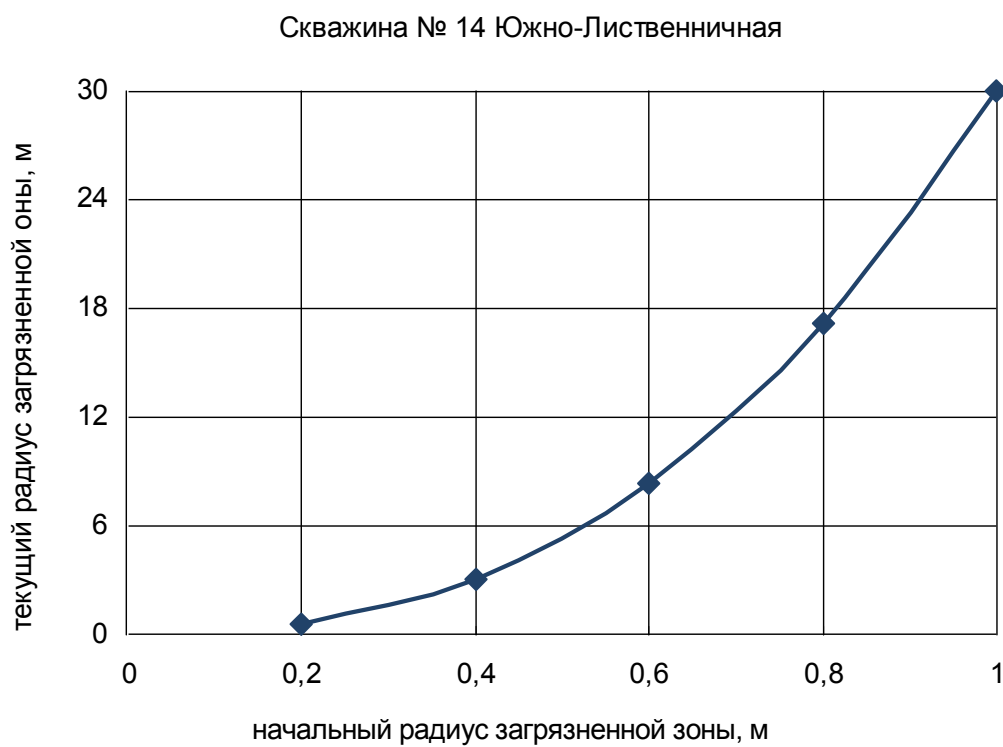


Рис. 4.24. Зависимость радиуса загрязнения от его начального значения при $\eta_1/\eta_2 = 2$ для рассматриваемой скважины.

На рис. 4.24 приведена зависимость радиуса загрязнения от его начального значения при $\eta_1/\eta_2 = 2$ для рассматриваемой скважины

Представленные расчеты иллюстрируют значительное влияние начального радиуса зоны загрязнения на развитие этой зоны в процессе эксплуатации. Кроме того, расчеты выявили, что для данной скважины радиус зоны загрязнения при начальном значении 0,5 м не более 5 м. При начальном же радиусе более 0,5 м радиус зоны загрязнения может увеличиться до нескольких десятков метров.

Зная протяженность зоны ухудшенной проницаемости, выбирают такие параметры технологии ГДРП – аппаратура, компоновка, число и последовательность выполнения операций, которые позволят обеспечить надежную гидродинамическую связь скважины с незагрязненной частью пласта.

Твердотопливный генератор давления или генераторный модуль комплексного аппарата при срабатывании в скважине создают импульс давления с характеристиками, позволяющими сформировать в прискважинной зоне пласта трещины, не требующие закрепления, т.к. горная порода в этом случае деформируется необратимо (абсолютно упругих пород нет, всегда присутствует неупругая составляющая). Установлено, что лучшие показатели обработки достигаются при воздействии на пласты с глинистостью не более 15-20%.

Известно, что высокоэнергетические пласты быстрее “откликаются” на какое-либо воздействие на них, в сравнении с пластами со значительно пониженным, по сравнению с начальным, давлением. На этапе пробных (опытно-промышленных) работ предпочтение всегда отдается скважинам с коллекторами с незначительно пониженным давлением (сравнимым с гидростатическим) и, одновременно, с ухудшенной проницаемостью ПЗП. Вместе с тем следует отметить, что технологии ГДРП успешно применяются и при обработке низкоэнергетических пластов, однако в этом случае существуют технологические особенности ведения работ, а также особенности освоения таких скважин после воздействия.

Основным фактором, определяющим динамическую составляющую воздействия на пласт (в ПЗП), является величина создаваемого в интервале

обработки давления при срабатывании аппарата. При работе без пакера, его роль выполняет столб скважинной жидкости, находящийся выше интервала обработки. Как показали результаты расчетов и опыт широкого использования технологий ГДРП на промыслах, максимальный эффект достигается при обработке коллекторов на глубинах свыше 1000 м. Этого “противодавления” достаточно для создания в скважине давления, сопоставимого или превышающего сумму бокового горного и пластового давления.

Результатом применения технико-технологического комплекса ГДРП является образование новых или проработка существующих каналов дренирования флюидов к скважине. В целях предотвращения прорыва вод из близлежащих горизонтов к скважине и обводнения ее продукции (в лучшем случае) опытно-экспериментальным путем установлены предельные (минимальные) расстояния до границы “вода-нефть” или водоносного горизонта - 5 метров. Следует, однако, заметить, что ограничение носит “эксплуатационный” характер и может быть изменено или исключено в зависимости от назначения скважины (добывающая или нагнетательная) или из соображений режима эксплуатации месторождения (фланга, крыла, площади и т.п.).

Технология газодинамического разрыва пласта весьма успешно применима и в скважинах с тяжелой нефтью. Значимыми в этом случае являются, по меньшей мере, три фактора:

1. **Удельная скорость возрастания давления.** При быстром сгорании твердого топлива достигается скорость возрастания давления, превышающая предел прочности на растяжение любого материала, закупоривающего каналы перфорации. Поток газожидкостной смеси высокого давления через окружающую каналы перфорации зону дробления существенно улучшает прохождение потоков из пласта в скважину.
2. **Повторное возбуждение нефти.** Поступление окиси и двуокиси углерода в прискважинную зону пласта уменьшает вязкость нефти, тем самым “повторно возбуждая” нефть и облегчая инициацию потока.

3. **Низкочастотный импульс.** Создаваемый при горении твердотопливного генератора давления характеристичный частотный спектр (10-350 Гц) имеет значительно меньшую частоту, чем при возбуждении обычных ВВ - низкочастотные колебания проходят до затухания значительно большие расстояния. Выделяющаяся при сгорании топлива энергия создает импульс давления, который проходя через породу нарушает и разрушает породные пробки. Эффект воздействия может наблюдаться в скважинах, отстоящих от стимулируемых на расстоянии в сотни метров.

Немаловажным фактором воздействия является зафиксированное знакопеременное нагружение породы в обрабатываемом интервале с амплитудами 3,0-10 МПа в течение 30-40 секунд. Известно, что “глубокая” (более 6,0 МПа) депрессия на пласт необходима и желательна сразу после разрыва, когда за счет высокой скорости обратного потока происходит вынос значительной части разрушенной породы в скважину. Депрессии меньших амплитуд (1,4-5,5 МПа) благоприятны для очистки каналов дренирования при более продолжительном времени их действия.

Сравнение скважин по вышеперечисленным критериям и разработка технологии газодинамического разрыва пласта невозможны без одновременного сопоставления их с другими геолого-техническими характеристиками. Несомненно, важное значение имеют такие показатели, как пластовая температура, начальная плотность перфорации, тип перфоратора и время вторичного вскрытия, газовый фактор, количество и мощность (в том числе и эффективная) пластов, режим эксплуатации и др.

Глава 5. Техничко-технологические основы газодинамического разрыва пласта

Одной из причин не достижения проектного дебита нефтедобывающих скважин являются ухудшенные фильтрационные свойства прискважинной зоны пласта (ПЗП). Определение параметров вторичного вскрытия в таких условиях исследовано в работе [24,69,70]. Наблюдаемое снижение дебита эксплуатационных скважин может быть следствием увеличения размеров этой зоны за счет отложений асфальто-смолистых веществ или, например, следствием проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ) и ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Использование твердотопливных генераторов давления различных модификаций в технологии ГДРП позволяет управлять процессом образования в пласте вертикальной трещины с учетом кратковременности процесса силового воздействия на пласт, характерного при горении зарядов твердого топлива в скважине. Время такого воздействия, приводящего к необратимой деформации горной породы и образованию остаточных трещин, по данным регистрации давления в скважине и расчетам, может составлять от долей секунд до 8 секунд. Поэтому необходимо учитывать, что плотность перфорации скважины и расположение зарядов твердого топлива относительно интервала перфорации влияют на скорость нагнетания жидкости разрыва в пласт и на эффективность использования энергии продуктов горения. Существенное значение имеет доведение плотности перфорации до значений, необходимых для уменьшения гидравлического сопротивления при нагнетании жидкости в пласт, установка твердотопливных зарядов на оптимальном расстоянии от интервала перфорации и разделение зарядов на три группы, выполняющие различные функции, а также расположение зарядов каждой группы относительно друг друга и схема их воспламенения.

Для уменьшения гидравлического сопротивления при нагнетании жидкости из скважины в пласт через перфорационные отверстия необходимо, чтобы суммарная площадь отверстий перфорации в обсадной колонне была не меньше площади поперечного сечения скважины

$$\varphi n \cdot H \cdot S_0 \geq S, \quad (5.1)$$

где:

$\varphi = 0,62$ - коэффициент истечения через перфорационные отверстия в обсадной колонне;

n – плотность перфорации;

H – мощность пласта;

$S_0 = \pi d^2/4$ - площадь поперечного сечения входного отверстия перфорации диаметром d в обсадной колонне;

$S = \pi D^2/4$ – площадь поперечного сечения скважины с внутренним диаметром D .

Из приведенного соотношения минимальная плотность перфорации

$$n = S/(\varphi S_0 H) = D^2/(\varphi \cdot d^2 \cdot H). \quad (5.2)$$

По данным испытаний, наиболее эффективное воздействие по данной технологии можно оказывать на пласты, мощность которых не более $5 \div 6$ м из-за кратковременности процесса воздействия и потерь энергии продуктов горения на подъем столба скважинной жидкости. При диаметре отверстия перфорации 10 мм и минимальном внутреннем диаметре обсадной колонны 100 мм из приведенного выше соотношения плотность перфорации оказалась в пределах $27 \div 32$ отв./м. Эти значения плотности перфорации являются наименьшими, так как при уменьшении мощности пласта или при увеличении внутреннего диаметра обсадной колонны оптимальная плотность перфорации, как следует из приведенного соотношения, увеличивается. Измерения в скважинах показали, что при качественном сцеплении цементного камня с обсадными трубами и горной породой горение твердотопливного заряда в интервале перфорации с плотностью $12 - 45$ отв./м приводит к локальному увеличению диаметра труб на $2 - 4$ мм в этом интервале без нарушения их сплошности. Поэтому суммарная плотность перфорации не должна превышать 45 отв./м. Таким образом, оптимальную плотность перфорации целесообразно принять в пределах от 30 отв./м до 45 отв./м.

Можно обрабатывать пласты с мощностью большей, чем $5 \div 6$ м. При увеличении мощности пласта оптимальная плотность перфорации, как следует из

вышеприведенного соотношения, уменьшается, однако вероятность образования трещины высотой, равной мощности пласта, уменьшается [154].

После воспламенения зарядов первой группы продукты горения воспламеняют заряды второй группы. В этой стадии происходит раскрытие существующих вертикальных трещин пласта, по меньшей мере, или разрыв участков пласта между перфорационными каналами – образование начальной вертикальной двусторонней трещины (две трещины в противоположном направлении от оси скважины). Оценим приближенно начальной объем V_0 при допущении о линейном изменении раскрытия трещины

$$V_0 = 2 \cdot L \cdot H \cdot (d/2) = L \cdot H \cdot d, \quad (5.3)$$

где L – полудлина трещины, равная длине перфорационных каналов, H – мощность пласта, d – диаметр отверстия перфорации.

Этот объем целесообразно заполнить скважинной жидкостью, так как жидкость обладает хорошим расклинивающим действием. Объем жидкости высотой h в скважине с поперечным сечением S равна $V_c = h \cdot S$. При равенстве объемов V_c и V_0 относительная величина

$$h/H = L \cdot d/S. \quad (5.4)$$

Если заряды будут установлены на расстоянии h от верхней границы интервала перфорации в соответствии с этим соотношением, то при образовании начальной трещины она будет полностью заполнена жидкостью, после чего в расширяющуюся трещину будут проникать продукты горения и газожидкостная смесь. Приняв усредненные значения длины $L=50$ см и диаметра $d=1$ см, вычислим высоту h жидкости в скважине для двух крайних значений поперечного сечения скважины, наиболее подходящих для применения данной технологии:

- внутренний диаметр скважины 100 мм, $S=78,5 \text{ см}^2$, $h/H=0,64$;
- внутренний диаметр скважины 150 мм, $S=176,6 \text{ см}^2$, $h/H=0,283$

Таким образом, рекомендовано относительное расстояние между верхней границей интервала перфорации и нижним зарядом первой группы в пределах

$$h/H = 0,3 \div 0,6.$$

Например, при мощности пласта $H=5\text{м}$ оптимальное значение $h=1,5 - 3\text{м}$, а при мощности $H=2\text{м}$ значение $h = 0,6 - 1,2\text{м}$, в зависимости от внутреннего диаметра скважины. Большим значениям диаметра скважины соответствуют меньшие значения относительного расстояния. Установка зарядов над интервалом перфорации выше указанных пределов нецелесообразна, так как энергия продуктов горения будет использована менее полно из-за кратковременности процесса и удаленности от объекта воздействия.

Разделение зарядов на три группы и схема постепенного воспламенения их позволяет осуществить наиболее эффективное воздействие на пласт. Каждая группа зарядов выполняет определенные функции – воспламенения зарядов, создания давления в скважине, достаточного для раскрытия существующих вертикальных трещин или разрыва пласта (начального) и давления, необходимого для необратимой деформации с созданием остаточной вертикальной трещины, по меньшей мере одной, заданной длины и не требующей закрепления.

Такое распределение функций обеспечивают расположением зарядов каждой группы относительно друг друга, количеством зарядов в каждой группе и их геометрическими размерами.

Заряды первой группы располагают ниже зарядов второй и третьей группы и предназначают для воспламенения вышерасположенных зарядов. Воспламенение всех зарядов первой группы производят одновременно. Эту операцию выполняют либо детонирующим шнуром, либо пиротехническим воспламенителем, который располагают в центральных каналах зарядов. Продукты горения зарядов первой группы, двигаясь вверх, воспламеняют заряды второй группы, а заряды третьей группы воспламеняют продуктами горения зарядов первой и второй групп. Опытным путем установлено, что суммарная масса зарядов первой группы в пределах 3-4кг обеспечивает надежное воспламенение зарядов, расположенных выше. Такая схема воспламенения пригодна для применения в различных геолого-технических условиях и упрощает технологию проведения работ на скважинах.

Заряды второй группы предназначены для создания в скважине давления, обеспечивающего, по меньшей мере, раскрытие существующих вертикальных трещин или начального разрыва пласта между перфорационными каналами - образования начальной вертикальной трещины.

На основании большого статистического материала при проведении разрыва пласта предложены следующие приближенные значения:

- для скважин глубиной до 1000м давление разрыва

$$P_p = (1,74 \div 2,57)P_h,$$

- для скважин глубиной более 1000 м давление разрыва

$$P_p = (1,32 \div 1,97)P_h,$$

где P_h - гидростатическое давление столба жидкости, высота которого равна глубине залегания пласта.

Для обеспечения высокой вероятности разрыва пласта целесообразно принять максимальные значения давления разрыва:

$$P_p = 2,57 \cdot P_h \text{ для глубин до 1000м; } P_p = 1,97 \cdot P_h \text{ для глубин более 1000м.}$$

Воспламенение зарядов этой группы осуществляют в направлении снизу вверх в соответствии с движением продуктов горения зарядов первой группы. Фронт горения постепенно охватывает наружную поверхность зарядов и поверхность внутренних центральных сквозных каналов. Для разрыва пласта определяющее значение имеет наружный диаметр зарядов. При увеличении наружного диаметра поверхность горения увеличивается пропорционально диаметру и обеспечивается интенсивный газоприток в скважину, необходимый для этой стадии. Максимальный диаметр выбирают с учетом внутреннего диаметра обсадной колонны для обеспечения проходимости зарядов при спуске в скважину. В эту группу можно включать также и заряды со сквозными каналами, расположенными симметрично центральному сквозному каналу. Это позволяет увеличить скорость притока газов в скважину для обеспечения давления разрыва пласта на больших глубинах. После заполнения начальной трещины флюидом разрыва в пласт начнет поступать газожидкостная смесь из продуктов горения и скважинной жидкости.

Заряды третьей группы предназначают для создания импульса давления с амплитудой, обеспечивающей необратимую деформацию горной породы и образования остаточной трещины, по меньшей мере одной, не требующей закрепления. Наружный диаметр и суммарную длину зарядов третьей группы выбирают для развития начальной трещины до заданной величины и обеспечения необратимости деформации горной породы при ее разгрузке.

При необратимой деформации горной породы полная деформация складывается из упругой ε_e и пластической ε_s составляющей:

$$\varepsilon = \varepsilon_e + \varepsilon_s .$$

Будем приближенно считать всю линию нагрузки до некоторого напряжения σ прямой с модулем деформации $E_1 = \sigma / \varepsilon$, а линию разгрузки прямой с модулем упругости $E_2 = \sigma / \varepsilon_e$. Тогда отношение этих модулей:

$$k = E_2 / E_1 = \varepsilon / \varepsilon_e .$$

Коэффициенты пластичности k , определяемые как отношение полной деформации до предела прочности к упругой деформации для песчаников находится в пределах $1,5 \div 5$, а для известняков в пределах $1,5 \div 10$ [49].

Трещина после снятия с ее контура постоянной нагрузки не сомкнется полностью и возникнет остаточная трещина при выполнении следующего условия [36]

$$\frac{P - P_0}{q_\infty} \geq \frac{k}{k - 1} ,$$

где P – давление на контур трещины, P_0 – пластовое давление, q_∞ – боковое горное давление, $k = E_2 / E_1$.

Для оценки давления P , приводящего к образованию остаточной трещины, примем пластовое давление и боковое горное равными гидростатическому давлению столба жидкости P_h , высота которого равна глубине залегания пласта. При $k=1,5$ получим приближенную оценку давления в скважине для образования остаточной трещины $P=4 \cdot P_h$; при $k = 5$ давление $P=2,25 \cdot P_h$; при $k=10$ давление

$P=2,1 \cdot P_h$. Учитывая большой разброс физико-механических характеристик горных пород можно принять максимальную оценку давления $P=4 \cdot P_h$ как наиболее надежную для образования остаточной трещины в коллекторах различного типа. Таким образом, для образования остаточной трещины давление в скважине должно быть больше гидростатического давления столба жидкости, высота которого равна глубине залегания пласта, в 4 раза и более. Выбор давления связан с состоянием крепи скважины (с качеством сцепления цемента с обсадной колонной в зоне обработки).

Фронт горения зарядов этой группы распространяется снизу вверх по наружным поверхностям и центральным каналам, как и для зарядов второй группы. Для обеспечения необходимой длительности импульса давления определяющее значение уже имеет суммарная длина зарядов этой группы. Наружный диаметр зарядов третьей группы должен быть не больше наружного диаметра зарядов второй группы. В эту группу, наряду с одноканальными зарядами, могут входить также и заряды со сквозными продольными каналами, расположенными симметрично центральному.

Параметры всех групп зарядов определяют путем математического моделирования процессов в скважине при горении зарядов [154].

Распределение различных функций между зарядами трех групп позволяет создавать остаточные трещины заданной длины для преодоления зоны ухудшенной проницаемости вокруг скважины и, следовательно, увеличить фильтрационные свойства продуктивного пласта за пределами зоны кольматации.

Воспламенение зарядов первой группы можно осуществлять путем инициирования детонирующего шнура, который пропускают через центральные сквозные каналы зарядов. При детонации шнура в зарядах образуются микротрещины. Продукты детонации воспламеняют заряды, как по центральным каналам, так и по поверхностям микротрещин. При применении пиротехнических воспламенителей заряды воспламеняют по поверхностям центральных каналов. В обоих случаях далее воспламеняются боковые и торцевые поверхности зарядов, но с разными скоростями. Выбирая тот или иной способ воспламенения, можно

управлять импульсом давления в скважине, учитывая, что обработка пластов происходит на разных глубинах при различных гидростатических давлениях.

Установлено, что оптимальный угол фазировки при вторичной перфорации должен быть не более 60^0 . Это увеличивает вероятность распространения трещины при разрыве вдоль направления перфорации. В таком случае достигают минимальное давление начала разрыва и максимальное сообщение жидкости между отверстиями перфорации и трещинами. Так как трещины распространяются перпендикулярно к минимальному напряжению в горной породе, то наиболее вероятно, что образуются две трещины в противоположных направлениях от оси скважины, т.е. двусторонняя трещина.

При проведении работ в комплексе с активными жидкостями, например, с растворами кислот (соляной, плавиковой и др.) или с растворами поверхностно-активных веществ (ПАВ типа дисолван, сепарол, сульфамин и др.) происходит разогрев и продавка активной жидкости в пласт при горении зарядов. Кислотные и ПАВ-обработки, технологии которых хорошо отработаны для любых типов коллекторов, могут заметно расширить и увеличить длину трещин.

При обработке пластов, расположенных на больших глубинах, могут быть применены, наряду с одноканальными зарядами, также и заряды со сквозными продольными каналами, расположенными симметрично центральному каналу. Поверхность горения таких зарядов больше, чем у зарядов с одним центральным каналом, что позволяет обеспечить амплитуду давления в широких пределах и создать в скважине высокие давления, необходимые для образования трещин на больших глубинах.

В случае наличия нескольких разнесенных пластов по глубине скважины, обработку следует проводить по следующей схеме. Сначала обрабатывают самый нижний пласт, затем переходят последовательно к обработке следующего вышележащего пласта. Такая последовательность объясняется тем, что давление в скважине между забоем и зарядами больше, чем давление над зарядами. Поэтому разрыв более вероятен в нижележащих пластах. Определяя количество зарядов в

группах для каждой обработки, учитывают, что воздействию подвергается увеличенная мощность пласта, равная сумме мощностей пластов.

Если обработку проводить в обратном порядке, начиная с верхнего пласта, то неизвестно, в каких нижележащих пластах произойдет разрыв. Поэтому при определении количества зарядов возникает неопределенность.

Пусть требуется повысить фильтрационные свойства пласта (известняк) мощностью 6м на глубине 2500м, вскрытого перфорацией с плотностью 20отв./м и диаметром отверстия перфорации в обсадной колонне $d=10\text{мм}$. Внутренний диаметр скважины $D=120\text{мм}$. Качество сцепления цемента с обсадной колонной хорошее. Гидростатическое давление столба жидкости, высота которого равна глубине залегания пласта $P_h = 25\text{МПа}$. По данным гидродинамических исследований радиус зоны ухудшенной проницаемости пласта известен. Используя геолого-технические данные по данной скважине, проводят следующие подготовительные расчеты.

Из соотношения для минимальной плотности перфорации следует:

$$n = D^2 / (\varphi \cdot d^2 \cdot H) = 144 / (0,62 \cdot 1 \cdot 6) \approx 39 \text{ отв./м.}$$

Для первой группы выбирают три заряда с общей массой 3кг, с наружным диаметром 42мм, длиной 500мм, внутренним сквозным каналом диаметром 15мм под кабель и детонирующий шнур.

Расстояние h от верхней границы интервала перфорации до нижнего заряда первой группы, в соответствии с приведенным выше соотношением ($D=120\text{мм}$, $S=11304\text{мм}^2$, $L=500\text{мм}$, $d=10\text{мм}$), должно быть:

$$h/H = L \cdot d/S = 500 \cdot 10/11304 \approx 0,44;$$

$$h = 6 \text{ м} \cdot 0,44 \approx 2,6\text{м.}$$

Диаметр зарядов второй группы выбирают для обеспечения проходимости при спуске в скважину. В данном случае выбирают заряды с наружным диаметром 95мм. С помощью математического моделирования определяют количество зарядов второй группы для создания давления разрыва пласта между перфорационными каналами. Так как обработку проводят на глубине больше 1000 м, то давление разрыва должно быть в 1,97 раза больше гидростатического давления столба жидкости, высота которого равна глубине залегания пласта:

$$P_p = 1,97 \cdot P_h = 1,97 \cdot 25 \approx 49 \text{ МПа.}$$

С помощью математического моделирования определяют наружный диаметр и суммарную длину зарядов третьей группы, создающих при горении импульс давления с амплитудой

$$P = 4 \cdot P_h = 4 \cdot 25 = 100 \text{ МПа}$$

и продолжительностью, достаточной для образования остаточной трещины, длина которой больше радиуса зоны ухудшенной проницаемости – зоны кольматации вокруг скважины.

После проведения подготовительных расчетов приступают к работам на скважине.

Производят дополнительную – вторичную перфорацию скважины в заданном интервале. Устанавливают детонирующий шнур в центральном канале зарядов первой группы. Производят сборку и фиксацию всех групп зарядов на геофизическом кабеле, спуск всей сборки в скважину на расчетное расстояние от интервала перфорации. Подают электрический сигнал на иницирование детонирующего шнура.

Продукты горения зарядов первой группы, двигаясь вверх, воспламеняют заряды второй группы, причем фронт горения движется вверх по наружной поверхности зарядов и по центральным сквозным каналам. Создаваемое давление в скважине осуществляет разрыв пласта между перфорационными каналами и заполнение этого пространства скважинной жидкостью. Заряды третьей группы воспламеняются развитым потоком газов, движущихся вверх по наружной поверхности и внутренним сквозным каналам зарядов третьей группы. В это время в пласт начинают проникать газожидкостная смесь и продукты горения. Давление на края трещины создают необратимые деформации в горной породе и приводят к образованию остаточной трещины.

Сравнивают результаты расчетов параметров импульса давления в скважине с параметрами, зарегистрированными скважинным прибором, и делают заключение о результате воздействия на пласт.

Глава 6. Определение способа заканчивания скважины с использованием технологий газодинамического разрыва пласта

Способ заканчивания скважин с использованием ГРП становится все более популярным, а в ряде случаев и единственным эффективным средством получить требуемые показатели освоения. Современные технологии добычи сланцевой нефти и сланцевого газа попросту невозможны без массового использования гидравлического разрыва пласта.

Под гидравлическим разрывом пласта (ГРП) в настоящее время понимается осуществление комплекса мероприятий, направленных на образование трещины разрыва в горной породе за счет роста давления в интервале перфорации и закачивание в нее жидкости с расклинивающим агентом (проппантом), который не позволяет трещине закрыться и обеспечивает эксплуатацию скважины [8].

Способ и геометрические параметры перфорации в рамках мероприятий по подготовке скважины к ГРП имеют существенное значение при разработке дизайна ГРП и, наряду с целым рядом других физических, механических и технологических параметров, определяют успешность операции в целом. С созданием перфосистем на базе кумулятивных зарядов глубокого пробития (ГП), большое отверстие и супербольшое отверстие (БО и СБО) представляется целесообразным рассмотреть значимость геометрических факторов перфорации для успешности ГРП.

В любом массиве горных пород существует поверхность, в плоскости которой действуют максимальное вертикальное напряжение и максимальное горизонтальное напряжение. Эта плоскость перпендикулярна направлению действия минимального горизонтального напряжения и, при отсутствии или «залеченности» вторичными минералами трещин, образованных при формировании пласта, только в ее пределах может образоваться техногенная трещина разрыва. Если угол между направлением перфорации и этой плоскостью больше 30° , то трещина может образоваться в направлении, не совпадающем с направлением перфорации. Установлено, что угол фазировки перфорации должен быть 60° и меньше [164,173]. Это увеличивает вероятность того, что трещина при

разрыве будет распространяться вдоль направления перфорации. При этом достигается минимальное давление начала разрыва и максимальное сообщение жидкости между отверстиями перфорации и трещинами за счет минимизации кольцевого пространства вокруг обсадной колонны [69,70].

Развитие трещины происходит при нагнетании скважинной жидкости через отверстия в обсадной колонне. Входной диаметр канала перфорации, плотность перфорации, мощность пласта и давление в скважине определяют объемный расход жидкости разрыва в трещину и при заданных геолого-технических условиях породы влияют на вероятность образования трещины.

Фазировка 60° приводит к тому, что при фиксированной плотности перфорации количество эффективно работающих (совпадающих или близких благоприятному для массива направлению образования трещины) отверстий в обсадной колонне уменьшается по сравнению с фазировкой 180° (с тем же предположением) в три раза, поэтому необходимо увеличивать суммарную площадь отверстий в колонне. Этого можно достигнуть как увеличением плотности перфорации, так и увеличением диаметра входного отверстия перфорационных каналов. При плотности перфорации 24отв./м и входном диаметре канала 16мм суммарная площадь отверстий для пласта мощностью 5,0м составляет 80см^2 , а при плотности перфорации 16отв./м и входном диаметре канала 22мм - 100см^2 . Здесь учитывалась фазировка 60° , т.е. уменьшение количества эффективных отверстий в три раза. Таким образом, увеличение диаметра отверстий в колонне в 1,4 раза и одновременное уменьшение плотности перфорации в 1,5 раза привело к увеличению суммарной площади вскрытия на 25%. Поэтому, по нашему мнению, диаметр входного отверстия должен иметь значимость выше плотности перфорации, при этом оба этих параметра остаются инструментами регулирования степени вскрытия пласта.

Диаметр входного отверстия должен быть достаточным для того, чтобы предотвратить его перекрытие за счет накопления проппанта, блокирующего дальнейшую обработку [164]. На рисунке 6.1 приведено отношение диаметра входного отверстия к диаметру расклинивающего агента при его различных

концентрациях. Видно, что при диаметре входного отверстия, в шесть раз превышающем диаметр проппанта, его концентрация может быть увеличена без

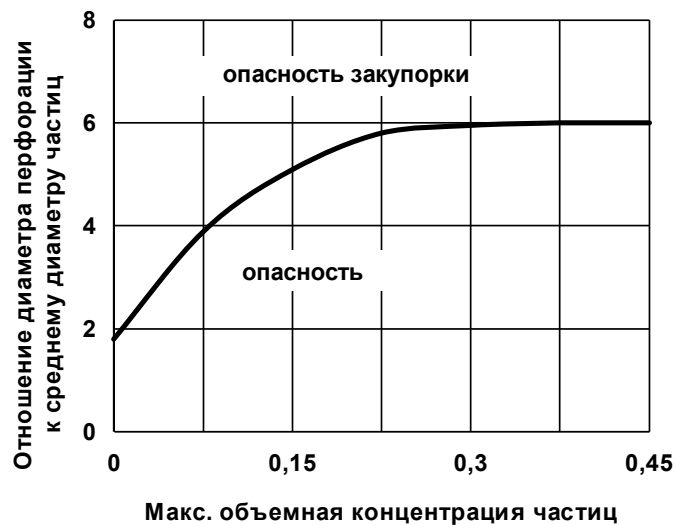


Рис.6.1. Условие закупорки при ГРП

опасности закупорки и получения так называемого «стопа».

Большое влияние на диаметр входного отверстия в колонне при использовании зарядов БО оказывает величина зазора между перфоратором и обсадной колонной (Рис.6.2). При применении перфораторов с зарядами, обеспечивающими глубокое проникновение, влияние зазора намного меньше.

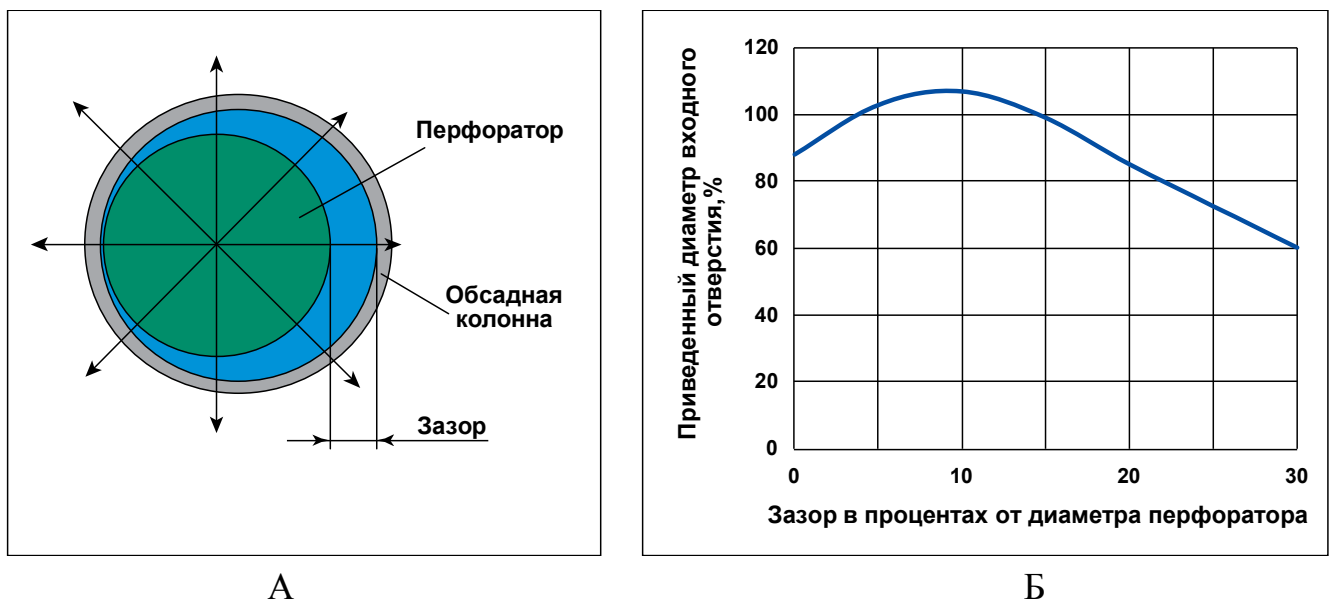


Рис. 6.2. Влияние расположения перфоратора в скважине на диаметр отверстия в колонне

А - Схема расположения перфоратора в скважине

Б - Зависимость приведенного диаметра отверстия в колонне от величины зазора «перфоратор – колонна»

Максимальная эффективность вскрытия пласта с использованием зарядов БО обеспечивается правильным выбором типоразмера перфосистемы под конкретную колонну при обязательном применении центраторов.

Таким образом, выстраивая в порядке убывания значимость параметров перфорации обсадной колонны на получение трещины при ГРП, получаем:

- 1 – диаметр входного отверстия перфорации; min 20-22мм;
- 2 – фазировка отверстий; оптимальная 60°;
- 3 – плотность перфорации; оптимальная 18-24отв./м;
- 4 – глубина перфорационных каналов; min 100-150мм (для зарядов БО).

Повысить степень вскрытия колонны (и пласта для ГРП) можно путем одновременного увеличения плотности перфорации и диаметра входного отверстия. Однако следует иметь в виду, что увеличение плотности перфорации ограничено конструктивными параметрами перфосистемы, в которой один и тот же кумулятивный заряд имеет различные характеристики по пробитию. Данное обстоятельство требует учета уже на стадии проектирования ГРП.

Однако необходимо понимать, что следование указанной стратегии перфорирования отнюдь не гарантирует стопроцентного успеха реализации технологии ГРП. Необходимо учитывать фактор существенной неопределенности в характеристиках коллектора в каждой конкретной скважине, связанный, в первую очередь, с неоднородностью физико-механических характеристик пласта и поля напряжений в зоне планируемого разрыва. Это, в свою очередь, обуславливает в значительной степени вероятностный подход в проектировании ГРП, реализуемый через метод «подбора» параметров технологического процесса в различных вариантах компьютерных программ дизайна ГРП.

При гидравлическом разрыве, в том числе и при тестовых закачках и/или мини-ГРП, деформация пласта происходит в два этапа. На первом этапе, когда давление превысит некоторую величину - давление разрыва - образуется начальная трещина. На втором этапе эту трещину удлиняют путем закачки в нее жидкости. Именно на первом этапе ГРП наблюдаются «стопы», т.е. ситуация,

когда в интервале пласта обеспечено расчетное давление разрыва, а собственно разрыв не произошел и дальнейшее повышение давления ограничено техническими возможностями используемого оборудования ГРП.

В литературе [8] приводятся данные о давлениях разрыва на месторождении Ключевое (продуктивные горизонты залегают на глубине 2100 – 2350м) с закачкой песка в трещины в одних и тех же скважинах. Отношение давления разрыва P_p к горному q при первичном разрыве составляет 0,96 – 0,98, а при вторичном разрыве это отношение в пределах 0,84 – 0,92. Давление разрыва в скважинах Туймазинского нефтяного месторождения при ГРП:

- максимальное отношение $P_p/q = 0,76 – 0,89$,
- минимальное отношение $P_p/q = 0,49 – 0,85$.

При повторных ГРП давление разрыва оказывается заметно меньше, чем при первичных. Это объясняют тем, что при первичном разрыве затрачивается дополнительное давление на нарушение сплошности горной породы. Другое объяснение заключается в том, что при повторном разрыве пласта уже существуют начальные трещины (остаточная деформация породы).

Согласно опытным данным, напряжение в горных породах может иметь различные значения в отдельных точках одного и того же пласта. Например, боковое горное давление может претерпевать большие изменения, поэтому и давление разрыва пласта будет заметно отличаться для породы одного типа.

При отсутствии в пласте вблизи скважины естественных нарушений давление разрыва может оказаться очень высоким. На рисунке 6.3 приведена расчетная зависимость перепада давления, необходимого для разрыва пласта, от горного давления для случая плоской деформации мелкозернистого песчаника с различными коэффициентами Пуассона ν при разрыве фильтрующейся жидкостью (1 - $\nu = 0,2$; 2 - $\nu = 0,4$).

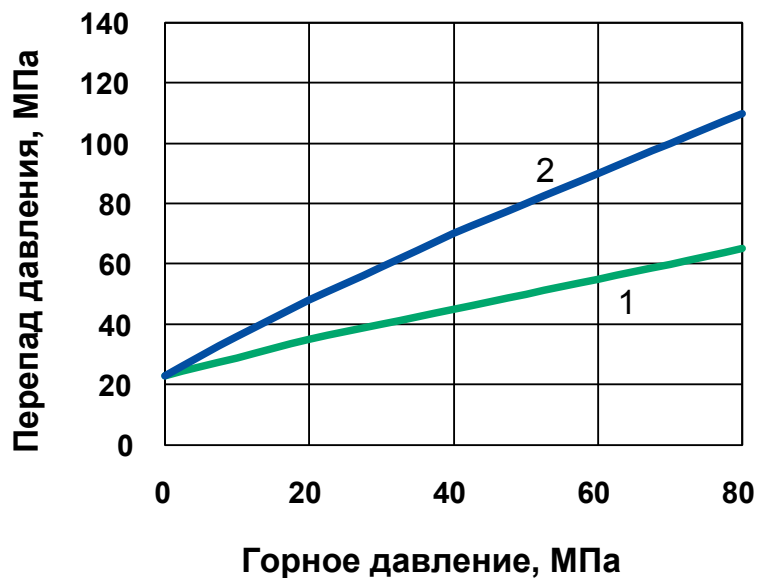


Рис.6.3. Расчетная зависимость перепада давления, необходимого для разрыва пласта

Кривая 1 – $\nu = 0,2$; кривая 2 – $\nu = 0,4$.

Например, на глубине 2000м горное давление 50МПа, критический перепад давления может находиться в пределах 50 – 80МПа, тогда давление в скважине должно быть 70 – 100МПа при давлении на контуре питания 20МПа [36].

Учитывая фактор существенной неопределенности в характеристиках коллектора в каждой конкретной скважине, связанный, в первую очередь, с неоднородностью физико-механических характеристик пласта и поля напряжений в зоне планируемого разрыва, рекомендуется перед ГРП (в том числе перед тестовыми закачками или по их результатам перед мини-ГРП) создать в ПЗП сеть трещин, позволяющих существенно уменьшить пиковые давления разрыва в скважине.

Эффективным инструментом такого «предразрыва» служат твердотопливные генераторы давления различных типов и аппараты комбинированного воздействия [38,63,64].

Проведение предварительных импульсных обработок ПЗП с использованием малогабаритных твердотопливных генераторов давления ПГД-42Т в более чем 70 скважинах месторождений «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

(«Когалымнефтегаз») показало, что пиковые давления разрыва снижаются на 15-20% при полном отсутствии «стопок» [45].

Практика вторичного вскрытия пласта кумулятивными перфораторами с непременным последующим гидроразрывом пласта и вызовом притока показала достаточную эффективность такого способа заканчивания скважины. По данным ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» из почти 600 ГРП, выполненных в 2004г., около 20% разрывов проведено в скважинах, выходящих из бурения. Из 960 операций ГРП, выполненных Компанией «ПетроАльянс» на объектах НК «ЛУКОЙЛ» в 2006г. 212 проведены в новых скважинах. При этом отмечается, что эффективность ГРП постоянно снижается, что объясняется, например, применением ГРП в скважинах, не соответствующих по своим геолого-техническим характеристикам оптимальным. Так в 64% скважин получен прирост дебита после ГРП менее 10 т/сут., а в сумме эти скважины обеспечивают 24% дополнительно добытой нефти после ГРП [93].

Основой успешного применения ГРП является высокая критичность выбора объектов и максимальная адаптация технологии его проведения к имеющимся геологическим условиям. Для совершенствования критериев выбора объектов для проведения ГРП должен осуществляться постоянный мониторинг скважин, на которых проведен разрыв пласта. С каждым годом алгоритм подбора скважин и дизайн ГРП будет усложняться из-за ухудшения геологических характеристик скважин-кандидатов для ГРП и особенностей их эксплуатационных показателей. В результате увеличивается количество повторных операций на скважинах, а в некоторых случаях – до трех ГРП на скважину. Данные по эффективности подобных мероприятий разнятся по месторождениям и объектам воздействия, общим является то, что при повторных ГРП фиксируются пониженные пороговые значения давления в скважине, что свидетельствует о простом увеличении протяженности и/или раскрытия ранее созданной трещины и дополнительной закачке в нее проппанта. Однако, эффективность повторных ГРП ниже, чем первых.

Среди причин «стопов» при ГРП, процент которых по НК «ЛУКОЙЛ» составляет 8,7%, названы:

1. Недостоверные данные по скважине – 21%;
2. Сложное геологическое строение пластов, накладывающее ограничения на технологию ГРП – 35,8 %;
3. Неправильно выбранная геометрия реперфорации – 17,3 %.

Таким образом, более половины «стопов» объясняется нашим незнанием, а три четверти «стопов» неопределенностью в характеристиках пласта и его отклика на воздействие.

Практикуемая последовательность операций в скважине сразу после цементирования обсадной колонны основана на использовании поля давлений с различными характерными его градиентами для решения механических задач разрушения преграды. Это перфорация колонны и образование каналов в ПЗП, мини-ГРП и тестовые закачки, собственно ГРП и последующие ГРП. Рассмотрим эти операции.

1. Вторичное вскрытие кумулятивной перфорацией (Перфорация I на рис.6.4.).

Классические представления выбора стратегии перфорирования (перфорации) предусматривают «естественное заканчивание», «заканчивание с интенсификацией» и «заканчивание с контролем пескопроявлений» [164].

Результатом выбора во всех случаях заканчивания является определение типа перфосистемы и ее параметров («геометрия перфорации» - плотность, фазировка), кумулятивных зарядов к ней (глубина пробития и диаметр отверстий в колонне), режима (депрессия-репрессия) перфорации и способа спуска перфоратора в интервал (кабель или НКТ). При этом целью перфорирования определяется получение планируемого дебита. В этом случае определяющей из параметров перфорации является длина перфорационного канала L_1 . Если в результате мероприятий по освоению скважины достигнуты приемлемые показатели, скважина передается в эксплуатацию.

2. Реперфорация скважины для подготовки ее к ГРП (Перфорация II на рис.6.4.).

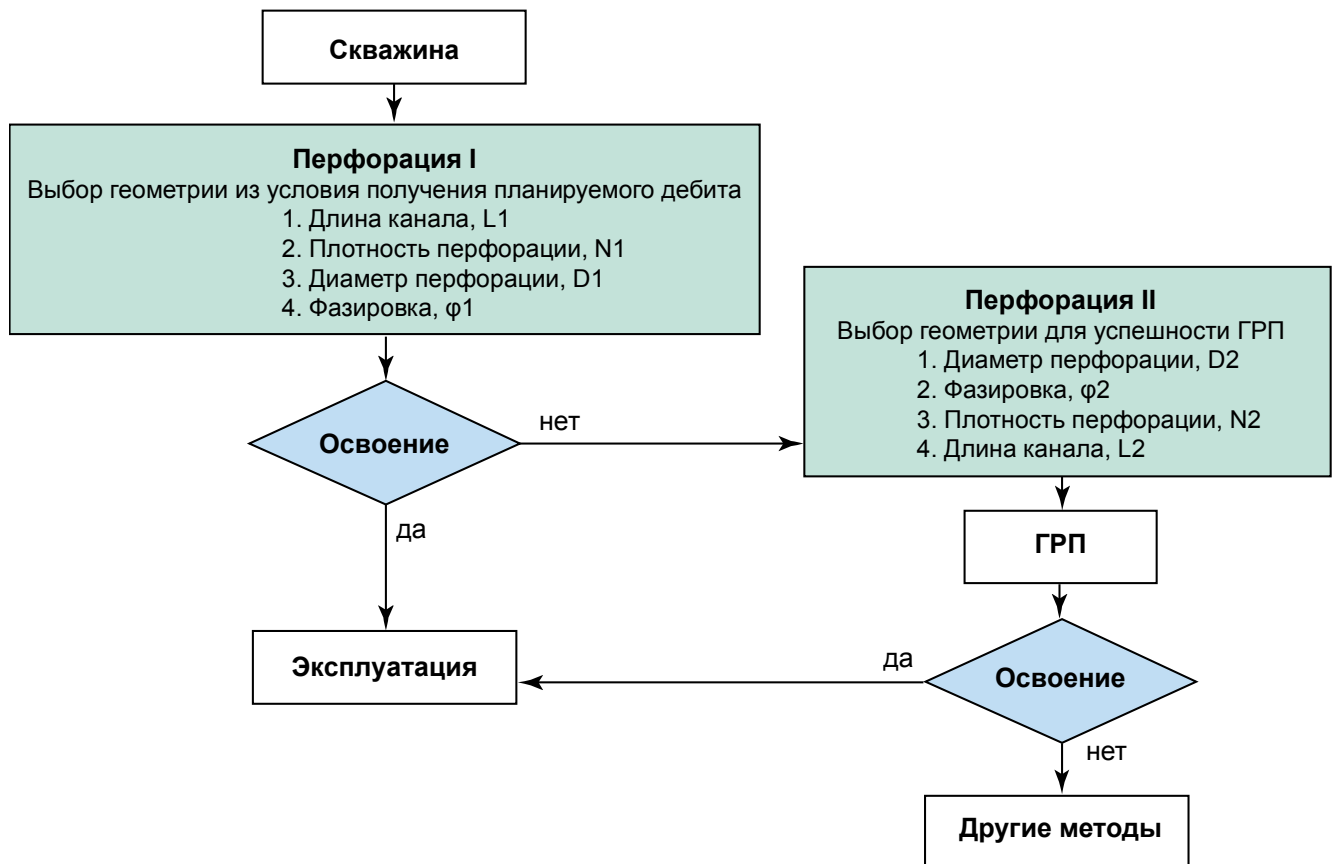


Рис.6.4. Заканчивание скважины естественное и с интенсификацией ГРП.

В случае принятия решения о проведении ГРП скважина дополнительно перфорируется с использованием кумулятивных зарядов типа БО с фазировкой их расположения 60° и плотностью 18-20 отв./м. Протяженность образуемого канала в породе не играет определяющей роли. Эти операции проводятся в большинстве случаев после глушения скважины со всеми вытекающими негативными последствиями.

3. Вторичное вскрытие с последующим ГРП (рис.6.5).

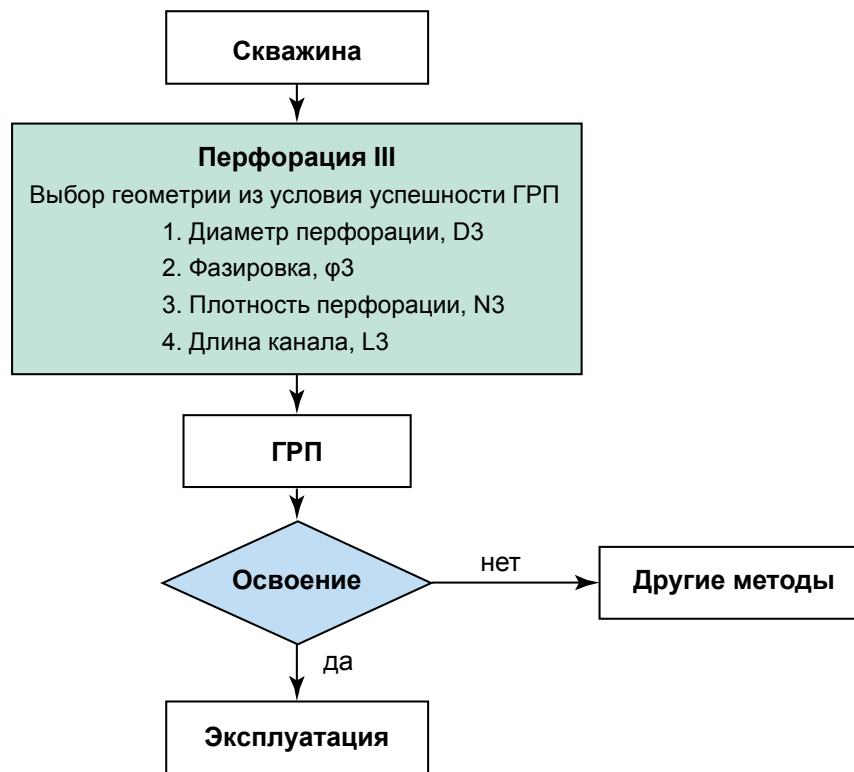


Рис.6.5. Заканчивание скважины с интенсификацией ГРП

Геометрия перфорации выбирается не из условия получения планируемого дебита, а для успешного проведения ГРП. В этом случае освоение скважины после перфорации не производится. Дизайн ГРП выполняется на основании достигаемой степени связи скважины с пластом.

4. Вторичное вскрытие с интенсификацией нефтепритока (рис.6.6).

Параметры перфорации, а именно, фазировка отверстий, диаметр отверстия перфорации в обсадной колонне, плотность перфорации и глубина перфорационных каналов, выбираемые для проведения ГРП, вполне соответствуют оптимальным для выполнения газодинамического разрыва пласта.

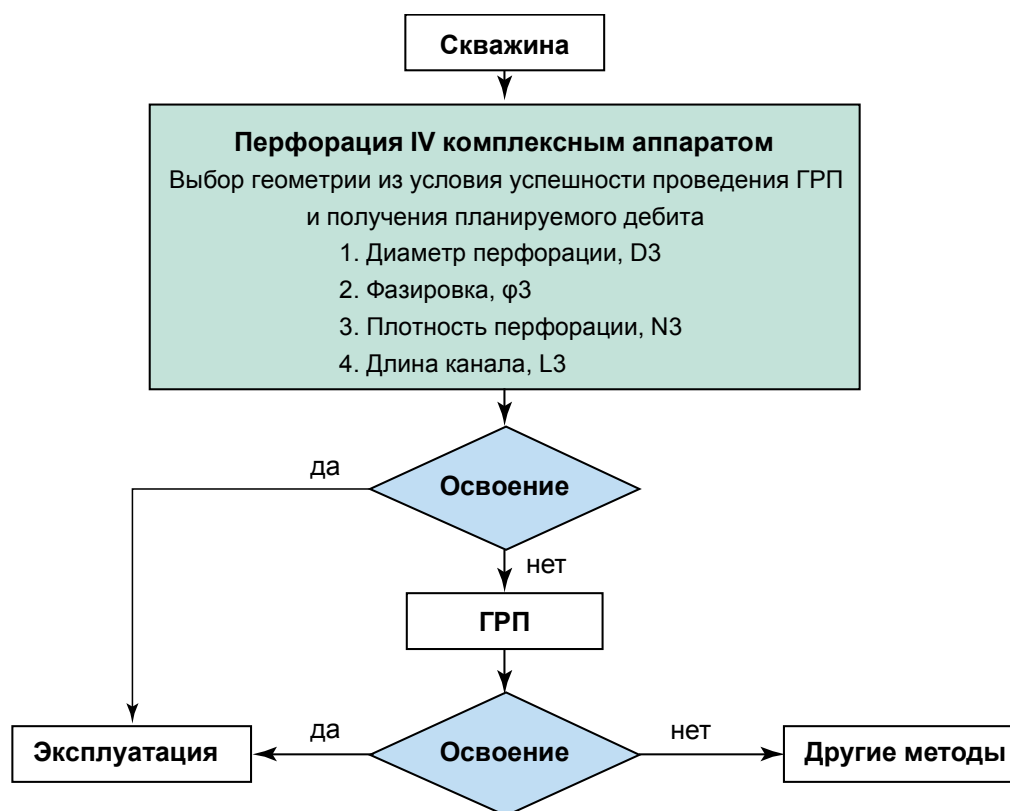


Рис.6.6. Заканчивание скважины с использованием комплексных аппаратов и ГРП

Параметры технологии импульсного воздействия выбираются из условий получения положительного результата обработки в виде увеличения коэффициента продуктивности скважины, что может быть оценено на этапе освоения скважины после газодинамического разрыва пласта (ГДРП). При получении приемлемых параметров скважина передается в эксплуатацию. Накопленный опыт такого рода работ показывает, что продолжительность рентабельной эксплуатации таким образом обработанных скважин составляет от полугода до двух лет, что экономически довольно привлекательно.

В противном случае проводится ГРП. Важным является то, что при любом варианте скважина оказывается в максимальной степени подготовленной к ГРП за счет наличия заранее образованной начальной трещины, что исключает вероятность получения «стопа» и существенно снижает пороговые значения давления разрыва горной породы. Это обуславливает возможность применения схемы ГРП с уменьшенным количеством насосного оборудования, которое

должно обеспечить только дальнейшее увеличение протяженности трещины ГРП и закачку в нее запланированного объема проппанта.

Принимая во внимание многообразие начальных условий, предлагаем рассмотреть поэтапный подход к работе со скважиной и пластом, предусматривающий постепенное наращивание степени силового воздействия на пласт с использованием имеющихся аппаратов и технологий ГДРП на их основе (рис.6.7).

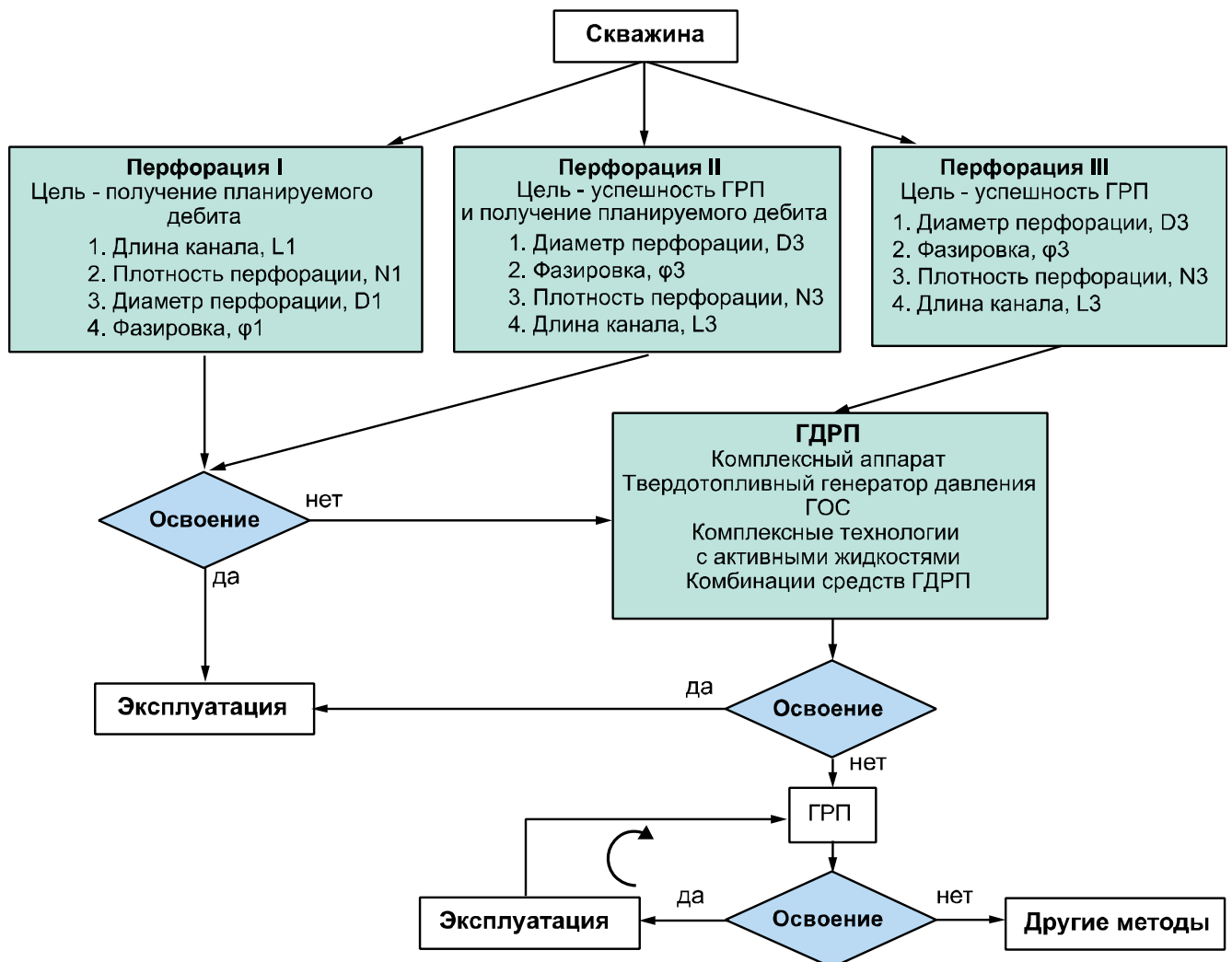


Рис.6.7. Рекомендуемая схема заканчивания скважины «ГДРП-ГРП»

Энергетические характеристики рабочих фаз ГДРП, или «клиньев», определяются рядом факторов:

1. Степенью вскрытия массива горных пород (коллектора) скважиной. Это может быть открытый ствол скважины или перфорированная обсадная колонна,

при этом перфорация может быть выполнена как кумулятивными зарядами, так и сверлящими или пескоструйными аппаратами, а также выполненной предварительно перед спуском колонны в скважину (фильтр). Важным параметром является общая площадь такого рода отверстий в пределах рабочего интервала скважины, которая является функцией линейных размеров отверстия и их количества.

2. Условиями работы в скважине и техническими параметрами импульсного аппарата – непосредственного носителя твердого топлива, в результате сгорания которого и образуются рабочие фазы ГДРП.

3. Баллистическими характеристиками применяемого горюче-окислительного состава (ГОС), зависящими от его рецептуры и количества ГОС.

Возможность комбинации средств и технологий импульсного воздействия позволяет адаптировать способы ГДРП к широкому кругу решаемых задач и геолого-технических условий скважин [11,24,46,67,72,78,83,85,87].

Энергетические характеристики рабочих «клиньев», образующихся при срабатывании различных импульсных аппаратов существенно отличаются друг от друга, что обуславливает различную длину и остаточное раскрытие создаваемых ими трещин. Так, при прочих равных условиях последовательное применение различных импульсных аппаратов для ОПЗ скважины позволяет наращивать протяженность трещин от 1,5-2,0м (малогабаритные генераторы давления) до 14-16м (полноразмерные твердотопливные аппараты). Важным, кроме протяженности трещины, является то, что в отличие от трещины ГРП образуется система радиальных трещин [10,16]. Это обстоятельство, в свою очередь, позволяет говорить о возможности последовательного увеличения радиуса контура питания скважины.

Газодинамический разрыв пласта с использованием горюче-окислительных составов по таким параметрам, как протяженность трещины, зависимость ее ориентации от направления главного сжимающего напряжения и высота трещины близок к ГРП. Главным отличием является то, что образуемая трещина не требует закрепления расклинивающим агентом, как и при ГДРП с использованием

импульсных аппаратов. Опыт выполненных работ на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» свидетельствует о том, что при правильном выборе параметров ГДРП для конкретных геолого-технических условий скважин продолжительность эффекта ГДРП с ГОС достигает 9-12 лет.

Немаловажным является и то, что средняя стоимость проведения ГДРП с учетом необходимых материалов и оборудования на порядок меньше стоимости ГРП.

Описанный выше подход успешно реализован в ходе опытно-промысловых работ в скважинах ряда месторождений ОАО «Оренбургнефть». Геолого-технические условия выполнения работ по ГДРП приведены в таблице 6.1.

Геолого-технические условия выполнения работ ГДРП

Таблица 6.1

Наименование параметров	скважина А	скважина Б
	Значения параметров (заполняется Заказчиком)	
Конструкция скважины:		
- пробуренный забой, м	3595	4670
- искусственный забой, м	3587	4666
- эксплуатационная колонна – Ø наруж./внутр. мм х мм	168х8,94/114х7,4	168/150 (инт.0-3726,4), 114/99,2 (инт.3726,4-4670)
- глубина спуска, м	0-3099 168мм / 3099-3592 114мм	168 (инт.0-3726,4), 114 (инт.3726,4-4670)
- интервалы перфорации, м	3548-3557; 3549-3555	4395-4403
- плотность перфорации, отв./м	3548-3549 и 3555-3557 – 20 отв/м; 3549-3555 – 60 отв/м	18
- тип перфоратора	ПКТ73	ПКТ73
- максимальные углы кривизны скважины, град	30°	33°
- скважинная жидкость	1,02 г/см ³	1,02 г/см ³
Способ эксплуатации (фонтан., мех. добыча и др.)	Не эксплуатировалась	Механический
Техническое состояние скважины		
Качество цементажа Э.К. от забоя до отметки 300 м над верхней границей интервала перфорации	Нет данных	Инт.4365-4478 сплошной
Характеристика объекта эксплуатации		
- тип коллектора, возраст, горизонт	Песчаник	Песчаник
- коэффициент нефтегазонасыщенности, Кнг	н/д	1
- коэффициент пористости, Кп.	н/д	11
- коэффициент проницаемости, мкм ²	н/д	0,043
- глубина залегания пласта, м	н/д	4395
- мощность пласта: общая /эффективная, м	н/д	8
- пластовое давление (начальное / текущее), МПа	22	48/31
- пластовая температура, °С	Нет данных	45
- газовый фактор, м ³	Нет данных	555,7
- содержание парафина, % вес.	Нет данных	6,7
- содержание смол и асфальтенов, % вес.	Нет данных	1,46

Необходимо подчеркнуть, что ГРП планировалось провести в скважинах диаметром 114 мм (хвостовик). Положительных примеров успешного проведения ГРП на аналогичных объектах до этого не было. Схема проведения ГДРП в скважине «А» приведена на рис.6.8.

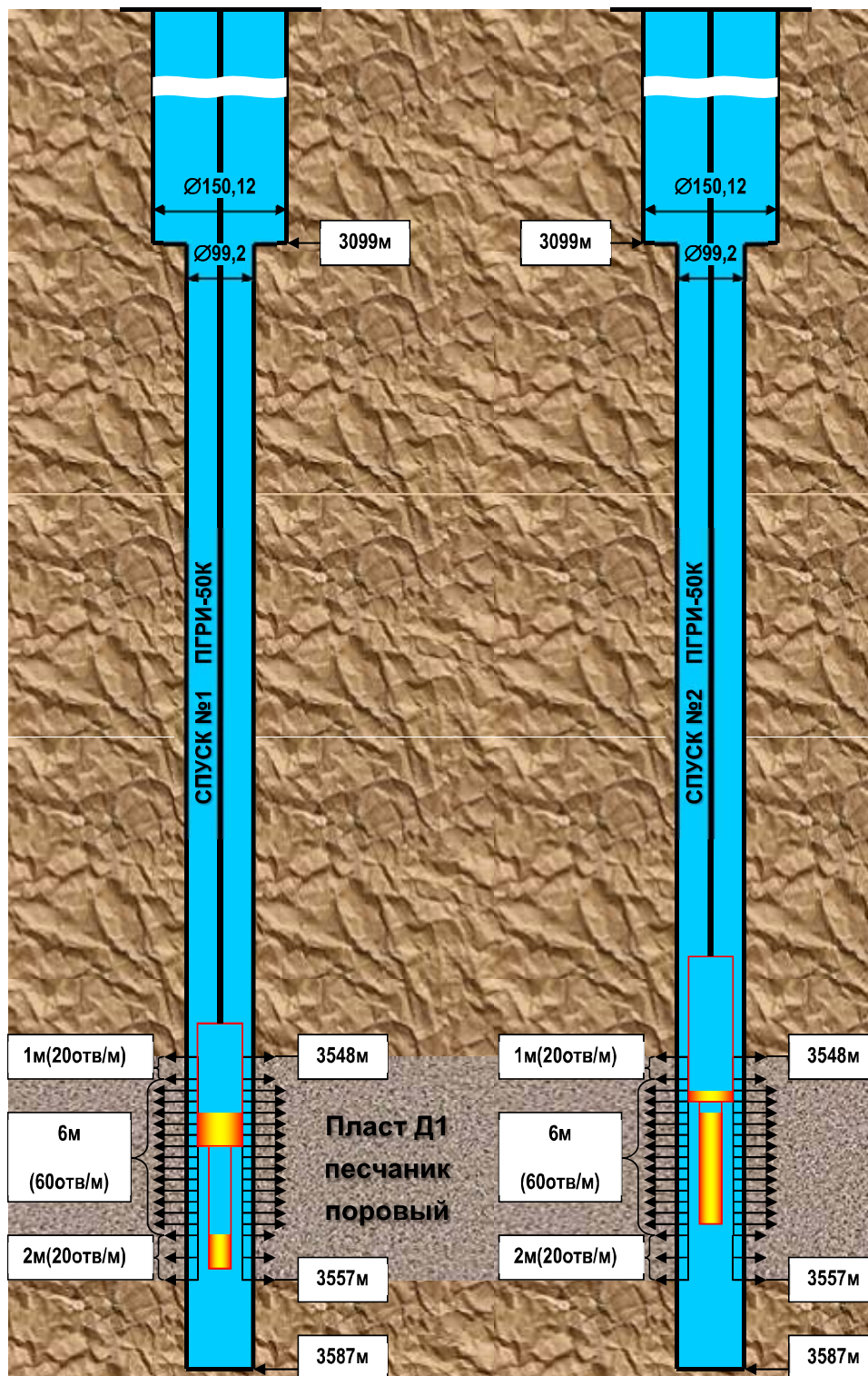


Рис. 6.8. Схема работ в скважине «А»

Использован твердотопливный генератор давления ПГРИ-50К. В первой операции сборка генератора состояла из 10 зарядов первой группы (воспламенительные) ЗПГД-42/200 и 10 рабочих зарядов второй группы ЗПГД-65/200. Суммарная масса топлива составила около 40 кг. Расчетное давление в максимуме при этом составило 98,9 МПа, что несколько превышало горное (95,8 МПа). При таких параметрах для успешного проведения ГДРП необходим перепад давления в пределах 80-140 МПа. Следовательно, при пластовом давлении 22 МПа забойное давление должно составить 100-160 МПа. Дальнейшее увеличение массы топлива в составе генератора могло привести к нарушению целостности эксплуатационной колонны, поэтому было принято решение о двухстадийной схеме проведения ГДРП. Во второй операции было изменено место установки генератора, заряды верхней его части выходили за границы интервала перфорации. Здесь необходимо подчеркнуть следующее. При расположении генератора в пределах перфорированного интервала скважины рабочее тело разрыва представляет собой высокотемпературный газожидкостный «клин», относительно мягко работающий по колонне. При расположении генератора вне интервала перфорации реализуется эффект своего рода «поршня», задавливающего ниже расположенную скважинную жидкость через перфорационные отверстия и каналы в пласт. В результате работы аналогичной сборки генератора ПГРИ-50К на втором этапе созданного в скважине давления оказалось достаточно для разрыва пласта. При выполнении тестовой операции закачки приемистость составила 8,7 м³, в пласт задавлено 1,5 м³ проппанта. Промывка скважины перед ГРП показала, что песок не вымывается, из скважины выходит техническая вода. Из запланированных в дизайне 14000 кг проппанта закачено 35000 кг и процесс был остановлен при давлении 85 МПа на устье. После проведения мероприятий по очистке НКТ от проппанта и записи КВД принято решение о спуске ЭЦН-85 с прогнозом по дебиту жидкости 80 м³. Отношение давления разрыва P_p к горному q в скважине «А» составило 0,89.

В скважине «Б» подготовка к ГРП выполнена по иной схеме (Рис.6.9).

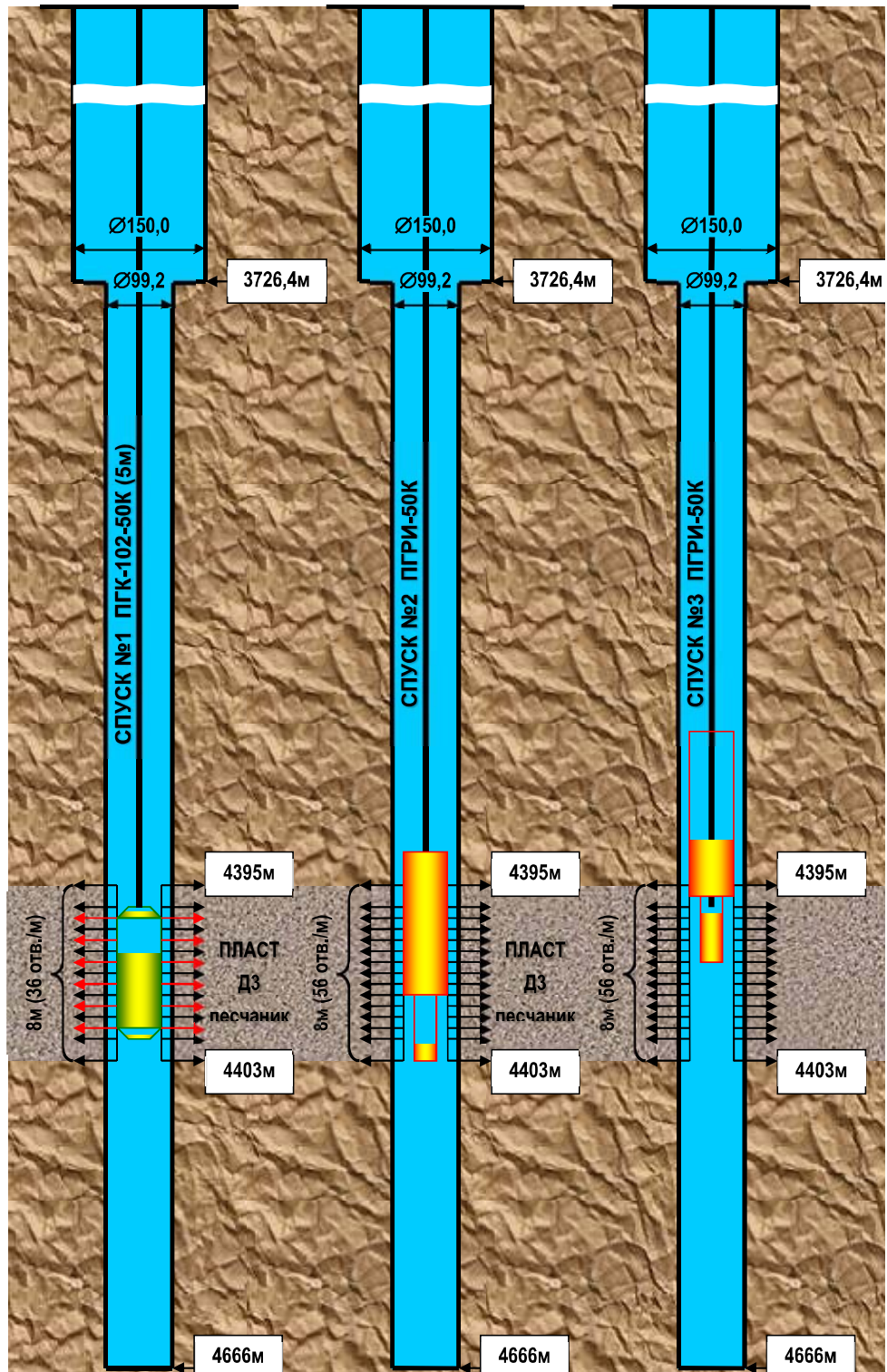


Рис.6.9. Схема работ в скважине «Б»

При проектировании ГДРП учитывались особенности работ на скважине «А» в части достижения необходимого давления разрыва в колонне диаметром 114 мм без нарушения ее состояния.

На первом этапе выполнена реперфорация интервалов с одновременной обработкой пласта энергией генераторного модуля комплексных аппаратов ПГК-102. Масса топлива в каждом генераторном модуле составила более 30 кг. Расчетные значения давления составили 125 МПа, что соответствует необходимым условиям разрыва при гидростатическом давлении 31 МПа. Зафиксированные аппаратурой МИГ36 параметры составили 118 и 115 МПа, что близко к расчетным. Целью третьей и четвертой операций явилось наращивание протяженности уже полученных трещин за счет применения генераторов давления ПГРИ-50К с увеличенной массой «медленно» горящих зарядов третьей группы. Время работы этих зарядов и энергетика горения обеспечивают существенное (на 30-50%) увеличение протяженности трещин. Расчетная суммарная длина образованных радиальных незакрепленных трещин составила 9,5м.

При миниГРП закачали 1000кг проппанта при максимальном давлении 81,2 МПа и среднем 73 МПа. При основном ГРП успешно закачено 15т проппанта при давлении 70,4 МПа, давлении закрепления 59,7 МПа и максимальном давлении продавки 83,8 МПа. Отношение давления разрыва P_p к горному q в скважине «Б» составило 0,67.

Сравнение этих двух значений свидетельствует о том, что при проведении ГДРП в скважине «Б» получены лучшие, более благоприятные для проведения ГРП результаты предобработки пласта. На настоящий момент дебит скважины по чистой нефти составил 214 тонн. Обе операции ГРП признаны Заказчиком успешными.

Глава 7. Обоснование геолого-технологических параметров проведения эффективного ГДРП

7.1. Критерии выбора скважин.

При выборе объектов для обработки пласта по технологии ГДРП необходимо учитывать все данные гидродинамических и промыслово-геофизических исследований скважин: мощность и коллекторские свойства пластов (проницаемость, пористость, трещиноватость), физико-механические свойства, состояние обсадной колонны и заколонного цемента, наличие в разрезе других проницаемых пластов, их расположение, мощность непроницаемых перемычек, отделяющих обрабатываемый пласт от других проницаемых зон.

Наиболее благоприятными объектами для обработки являются продуктивные пласты, находящиеся в начальной стадии разработки, характеризующиеся высоким пластовым давлением, сохранившие высокие остаточные запасы нефти и газа. Наилучшие результаты (относительно увеличения дебита или приемистости скважин) получают при обработке пластов, когда:

- продуктивность скважины снижена в результате загрязнения прискважинной зоны (положительный скин-эффект) в процессе бурения, освоения или эксплуатации;
- продуктивные пласты сложены плотными трещиноватыми породами;
- скважины расположены в зонах с ухудшенной проницаемостью (по сравнению с основной залежью) и имеют высокие пластовые давления.

При выборе объектов для обработки пласта предпочтение следует отдавать скважинам, у которых меньше продуктивность (приемистость) на 1 м эффективной мощности.

Менее благоприятными объектами для обработки являются пласты, сложенные алевролитами, сильно заглинизированными песчаниками с прослоями глин, мергелей и алевролитов, а также пласты с рыхлыми песками и слабосцементированными песчаниками.

Для воздействия могут быть выбраны следующие объекты:

1. Разведочные скважины с низкими ФЕС, у которых пористость составляет от 2-5% до 15-18% и редко достигает 25-35%, проницаемость $(0,1-1,0)10^{-15} \text{ м}^2$, реже до $(20-70)10^{-15} \text{ м}^2$.
2. Эксплуатационные скважины при разработке малодебитных пластов с низким ФЕС, в процессе эксплуатации, которых приток значительно снижен или полностью прекращен.
3. Нагнетательные скважины при отсутствии или существенном снижении приемистости, при переводе нефтяных скважин под закачку воды.
4. Скважины, в которых обсадные трубы вне интервала перфорации не имеют повреждений, вблизи интервала обработки нет незацементированных участков обсадной колонны, а качество сцепления цементного камня с трубами и горной породой удовлетворительное.
5. Пласты, сложенные терригенными и карбонатными породами, за исключением слабосцементированных песчаников, песков, битуминозных кремнисто-карбонатно-глинистых пород.
6. Пласты, обладающие высокой пластовой энергией и нефтенасыщенностью, фильтрационные свойства которых в прискважинной зоне хуже, чем в удаленной зоне пласта.
7. Пласты, представленные песчаниками, неоднородными песчаниками с прослоями алевролитов, аргиллитов и глин, известняками неглинистыми, пористыми, доломитизированными и вертикально-трещиноватыми, известняками однородными, низкопроницаемыми со средней первичной пористостью, плотными трещиноватыми известняками с низкой общей пористостью, неоднородными (переслаивание пористых, глинистых и уплотненных разностей) доломитами.
8. Неоднородные пласты (в нагнетательных скважинах), представленные заглинизированными и часто переслаивающимися породами, так как давление закачки воды способствует сохранению создаваемых трещин в раскрытом состоянии.

При применении технологии ГОС имеются следующие ограничения:

1. Гидростатическое давление в интервале размещения ГОС должно быть не менее 10 МПа.
2. Не рекомендуется проводить работы в поглощающих скважинах.
3. Для исключения выбросов из скважины при осуществлении технологического процесса статический уровень жидкости в скважине должен быть не менее 100 м от ее устья.
4. Для достижения максимального результата перед закачкой ГОС скважина, длительно находившаяся в эксплуатации, должна быть дополнительно перфорирована в зоне обработки, предпочтительно с помощью корпусных перфораторов до плотности перфорации 20-30 отв./м. Применение ленточных перфораторов каркасного типа нежелательно. Дополнительная перфорация проводится также в новых скважинах, если плотность перфорации скважины менее 20 отв./м. В противном случае эффективность воздействия снижается.
5. Скважины, подлежащие обработке с применением ГОС, должны удовлетворять следующим требованиям:
 - обсадная колонна вне интервала перфорации не должна иметь повреждений;
 - вблизи интервала обработки (200 – 250 м) не должно быть незацементированных участков;
 - сцепление цементного камня с колонной и горной породой должно быть качественным.

7.2. Обоснование технологических параметров ГДРП при применении твердотопливных генераторов давления.

7.2.1. Выбор оптимальной компоновки генератора.

Генераторы давления ПГРИ-50К, использующие энергию зарядов ВЭКС, позволяют увеличить фильтрационные свойства перфорированного продуктивного пласта за счет создания в нем двусторонних вертикальных трещин и не требуют закрепления.

Разработанная технология позволяет управлять процессом образования в пласте двусторонней вертикальной трещины с учетом импульсного процесса силового воздействия на пласт, характерного при горении зарядов твердого топлива в скважине. Время такого воздействия, приводящего к пластической деформации горной породы и образованию остаточных трещин, по данным регистрации давления в скважине и расчетам, может составлять от долей секунд до 4 секунд. Поэтому необходимо учитывать, что плотность перфорации и расположение зарядов твердого топлива относительно интервала перфорации влияют на скорость нагнетания жидкости разрыва в пласт и на эффективность использования энергии продуктов горения. Существенное значение имеет доведение плотности перфорации до значений, необходимых для уменьшения гидравлического сопротивления при нагнетании жидкости в пласт, установка твердотопливных зарядов на оптимальном расстоянии от интервала перфорации и разделение зарядов на три группы, выполняющие различные функции, а также расположение зарядов каждой группы относительно друг друга и схема их воспламенения.

Разделение зарядов на три группы с распределением различных функций между ними позволяет осуществить наиболее эффективное воздействие на пласт. Каждая группа зарядов выполняет определенные функции – воспламенения зарядов, создание давления в скважине для разрыва пласта и для пластической деформации с продолжительностью, необходимой для создания остаточных трещин заданной длины, не требующих закрепления. Такое распределение функций обеспечивается расположением зарядов каждой группы относительно друг друга, количеством зарядов в каждой группе, геометрическими размерами зарядов и схемой их воспламенения.

Заряды первой группы располагаются ниже зарядов второй и третьей группы и предназначены для воспламенения вышерасположенных зарядов. Инициирование всех зарядов первой группы производится одновременно детонирующим шнуром или пиротехническим воспламенителем, которые располагают в центральных каналах зарядов. Продукты горения зарядов первой

группы, двигаясь вверх, воспламеняют заряды второй группы, а заряды третьей группы воспламеняются продуктами горения зарядов первой и второй групп. Опытным путем установлено, что суммарная масса зарядов первой группы в пределах 3-4 кг обеспечивает надежное воспламенение зарядов, расположенных выше. Такая схема воспламенения пригодна для применения в различных геолого-технических условиях и упрощает технологию проведения работ на скважинах.

Заряды второй группы предназначены для создания в скважине давления разрыва участков пласта между перфорационными каналами и образования начальной вертикальной двусторонней трещины. Заряды третьей группы предназначены для создания импульса давления с амплитудой, обеспечивающей пластическую деформацию горной породы и образования остаточных трещин, не требующих закрепления.

7.2.2. Выбор параметров перфорации обсадной колонны.

Для уменьшения гидравлического сопротивления при нагнетании жидкости из скважины в пласт через перфорационные каналы, необходимо, чтобы суммарная площадь отверстий перфорации в обсадной колонне была не меньше площади поперечного сечения скважины

$$\varphi n \cdot H \cdot S_0 \geq S,$$

где $\varphi = 0,62$ – коэффициент истечения через перфорационные отверстия в обсадной колонне, n – плотность перфорации, H – мощность пласта, $S_0 = \pi d^2/4$ – площадь поперечного сечения входного отверстия перфорации в обсадной колонне, $S = \pi D^2/4$ – площадь поперечного сечения скважины с внутренним диаметром D .

Из приведенного соотношения минимальная плотность перфорации

$$n = S/(\varphi S_0 H).$$

По данным испытаний, наиболее эффективное воздействие по данной технологии можно оказывать на пласты, мощность которых не более 5 - 6 м из-за кратковременности процесса воздействия и потерь энергии продуктов горения на

подъем столба скважинной жидкости. При диаметре входного отверстия перфорации 10 мм и минимальном внутреннем диаметре обсадной колонны 100 мм из приведенного выше соотношения плотность перфорации оказалась в пределах $27 \div 32$ отв./м. Это значение плотности перфорации является наименьшим, так как при уменьшении мощности пласта или при увеличении внутреннего диаметра обсадной колонны оптимальная плотность перфорации, как следует из приведенного соотношения, увеличивается. Измерения в скважинах показали, что при качественном сцеплении цементного камня с обсадными трубами и горной породой горение твердотопливного заряда в интервале перфорации с плотностью 12–45 отв./м приводит к локальному увеличению диаметра труб на 2–4 мм в этом интервале без нарушения их сплошности. Поэтому суммарная плотность перфорации не должна превышать 45 отв./м. Таким образом, оптимальную плотность перфорации целесообразно принять в пределах от 30 отв./м до 45 отв./м.

Можно обрабатывать пласты с мощностью большей, чем $5 \div 6$ м. При увеличении мощности пласта оптимальная плотность перфорации, как следует из вышеприведенного соотношения, уменьшается, однако вероятность образования трещины высотой, равной мощности пласта, уменьшается.

7.2.3. Обоснование места расположения твердотопливного генератора давления в скважине.

После воспламенения зарядов первой группы, продукты горения воспламеняют заряды второй группы. В этой стадии происходит разрыв участков пласта между перфорационными каналами – образование начальной вертикальной двусторонней трещины (две трещины в направлении от оси скважины). Оценим приблизительно начальный объем V_0 при допущении о линейном изменении раскрытия трещины:

$$V_0 = 2 \cdot L \cdot H \cdot (d/2) = L \cdot H \cdot d,$$

где L – полудлина трещины, равная длине перфорационных каналов, H – мощность пласта, d – диаметр входного отверстия перфорации.

Этот объем целесообразно заполнить скважинной жидкостью, так как жидкость обладает хорошим расклинивающим действием. Объем жидкости высотой h в скважине с поперечным сечением S равна $V_c = h \cdot S$. При равенстве объемов V_c и V_0 относительная величина:

$$h/H = L \cdot d/S.$$

Если заряды будут установлены на расстоянии h от верхней границы интервала перфорации в соответствии с этим соотношением, то при образовании начальной трещины она будет полностью заполнена жидкостью, после чего в расширяющуюся трещину будут проникать продукты горения и газожидкостная смесь. Приняв усредненные значения длины $L=50$ см и диаметра $d=1$ см, вычислим высоту h жидкости в скважине для двух крайних значений поперечного сечения скважины, наиболее подходящих для применения данной технологии:

- внутренний диаметр скважины 100мм, $S= 78,5 \text{ см}^2$, $h/H = 0,64$;
- внутренний диаметр скважины 150мм, $S= 176,6 \text{ см}^2$, $h/H = 0,283$

Таким образом, принято оптимальное относительное расстояние между верхней границей интервала перфорации и нижним зарядом первой группы в пределах:

$$h /H= 0,3 \div 0,6.$$

Например, при мощности пласта $H=5$ м оптимальное значение $h =1,5\text{--}3$ м, а при мощности $H=2$ м значение $h = 0,6 - 1,2$ м, в зависимости от внутреннего диаметра скважины. Большим значениям диаметра скважины соответствуют меньшие значения относительного расстояния. Установка зарядов над интервалом перфорации выше указанных пределов нецелесообразна, так как энергия продуктов горения будет использована менее полно из-за кратковременности процесса и удаленности от объекта воздействия.

67.2.4. Обоснование места расположения твердотопливного генератора давления при ограничении интервала воздействия.

Важным преимуществом малогабаритных аппаратов, спускаемых в скважину через НКТ, является то, что технологии их применения значительно мобильнее, не требуют дополнительного нефтепромыслового оборудования, вписываются в традиционные схемы КРС, вызова притока и освоения скважины. Технологии ГДРП могут успешно комплексоваться с различными видами физико-химических обработок и предшествовать, а при определенных условиях, и заменять ГРП. После предварительного воздействия такими аппаратами существенно снижаются пороговые давления закачки интенсифицирующих агентов и жидкостей разрыва, увеличивается зона охвата пласта.

Конструкция малогабаритного генератора давления ТГГ-42 позволяет осуществить спуск его в скважину через колонну насосно-компрессорных труб (НКТ) и обеспечивает режим горения зарядов твердого топлива по торцевой поверхности с воспламенением по верхнему торцу и распространением фронта горения сверху вниз. Такая организация горения позволяет «сгладить» пиковые нагрузки на эксплуатационную колонну и существенно увеличить время активной фазы барического воздействия при ограничении зоны скважины межтрубным пакером как в «закрытом», так и в открытом положениях. Расчеты показали (Рис.7.1), что при торцевом режиме горения давление в скважине зависит в основном от величины гидростатического давления в интервале обработки определяется суммарной длиной зарядов генератора (Рис.7.2 и 7.3). Достигаемые уровни давления не приводят к массивному разрыву пласта, вместе с тем, результатом является комбинированное термобарическое воздействие на прискважинную зону пласта.

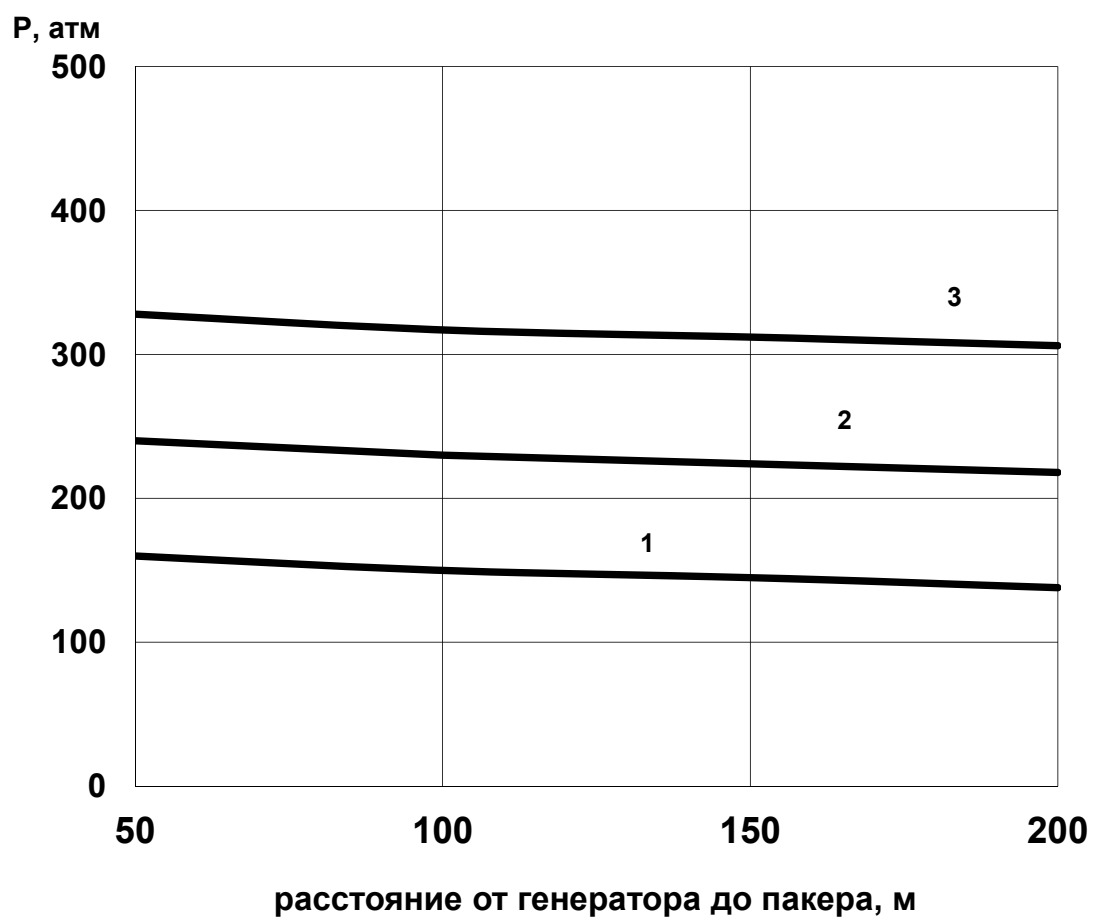


Рис.7.1. Генератор ТГГ-42. Максимальное давление на пакер.
1, 2, 3 - скважины глубиной 1000, 2000, 3000 м соответственно.
Длина зарядов генератора 2 - 5 м.

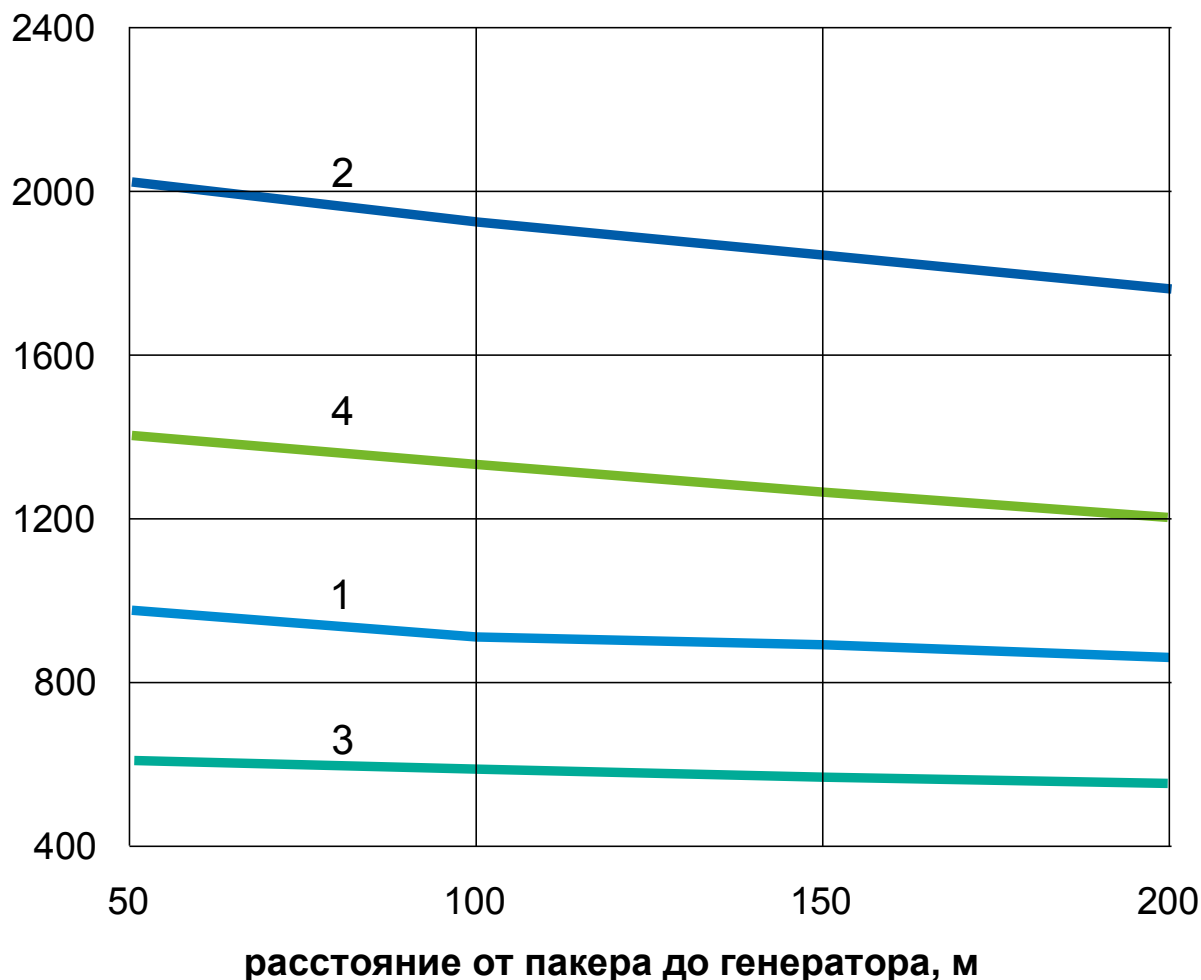
P, атм

Рис. 7.2 Максимальное давление на пакер с проходным отверстием диаметром 60 мм. Генератор ТГГ-42.

Плотность перфорации 36 отв/м, мощность пласта 5 м.

Гидростатическое давление в интервале обработки 380 атм.

Расстояние от генератора до забоя 100 м.

1, 2 - длина зарядов генератора 1,5 м и 3 м соответственно при закрытом отверстии, 3 и 4 при открытом отверстии.

В этом случае происходит очистка уже существующих каналов дренирования от асфальто-смолистых отложений, своего рода их «продувка» высокотемпературными продуктами горения ВЭКС. Особенно эффективна технология с использованием комплексирования генераторов давления с торцевым горением сверху вниз (ТГГ-42) с активными жидкостями. При заполнении подпакерного пространства кислотными композициями или растворами ПАВ в проводящие пути прискважинной зоны пласта под большим

давлением закачивается высокотемпературный рабочий агент – газожидкостной клин, выполняющий работу по повышению проницаемости ПЗП в радиусе до 2,5 метра.

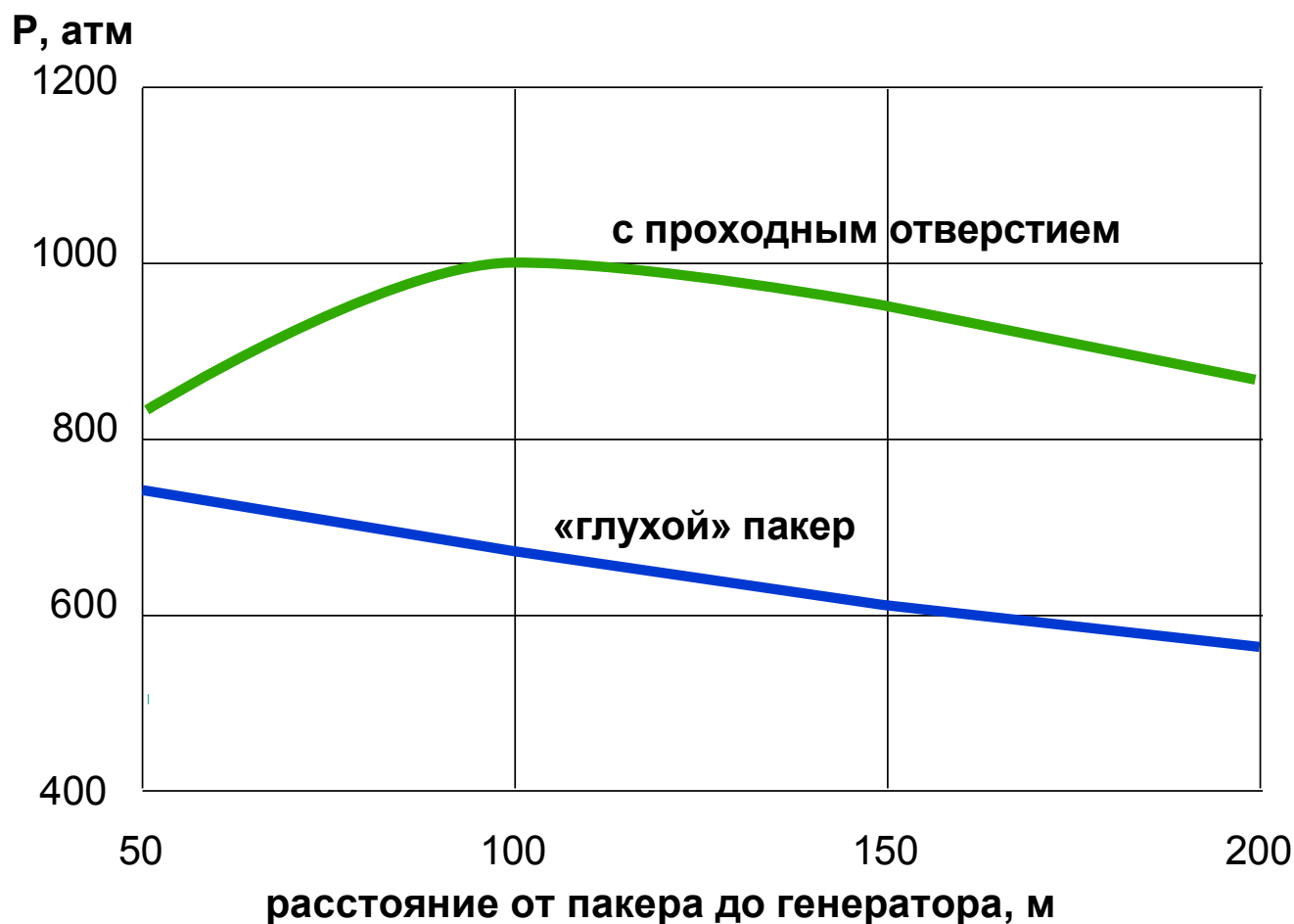


Рис.7.3. Генератор ПГРИ-50К. Максимальное давление на пакер.

Результаты расчетов давления на пакер при работе малогабаритного генератора давления ПГРИ-50К приведены на рисунках 7.4 и 7.5.

Максимальное давление на пакер увеличивается при увеличении суммарной длины зарядов генератора, и уменьшается при увеличении расстояния от генератора до пакера.

7.2.5. Определение необходимого давления в скважине для обеспечения газодинамического разрыва пласта.

На основании большого статистического материала, полученного при проведении гидроразрыва пласта и с использованием [139] предложены следующие приближенные значения:

- для скважин глубиной до 1000 м давление разрыва

$$P_1 = (1,74 - 2,57)P_h,$$

- для скважин глубиной более 1000 м давление разрыва

$$P_1 = (1,32 - 1,97)P_h,$$

где P_h - гидростатическое давление столба жидкости, высота которого равна глубине залегания пласта.

Для обеспечения высокой вероятности разрыва пласта можно принять максимальное значения давления разрыва:

$$P_1 = 2,57 \cdot P_h \text{ для глубин до 1000 м; } P_1 = 1,97 \cdot P_h \text{ для глубин более 1000 м.}$$

Воспламенение зарядов второй группы происходит в направлении снизу вверх в соответствии с движением продуктов горения зарядов первой группы. Фронт горения постепенно охватывает наружную поверхность зарядов и поверхность внутренних центральных сквозных каналов. Для разрыва пласта определяющее значение имеет наружный диаметр зарядов. При увеличении наружного диаметра поверхность горения увеличивается пропорционально диаметру и обеспечивается интенсивный газоприход в скважину, необходимый для этой стадии. Максимальный диаметр выбирают с учетом внутреннего диаметра обсадной колонны для обеспечения проходимости зарядов при спуске в скважину. В эту группу можно включать также и заряды со сквозными каналами, расположенными симметрично центральному сквозному каналу. Это позволяет увеличить скорость притока газов в скважину для обеспечения давления разрыва пласта на больших глубинах.

После заполнения начальной трещины жидкостью разрыва в пласт начнет нагнетаться газожидкостная смесь из продуктов горения и скважинной жидкости.

7.2.6. Определение необходимого давления в скважине для образования остаточных не закрепляемых трещин разрыва.

Наружный диаметр и суммарную длину зарядов третьей группы выбирают для развития начальной трещины до заданной величины и обеспечения необратимости деформации горной породы при ее разгрузке.

При необратимой деформации горной породы полная деформация складывается из упругой и пластической составляющей:

$$\varepsilon = \varepsilon_e + \varepsilon_s.$$

Будем приближенно считать всю линию нагрузки до некоторого напряжения σ прямой с модулем деформации $E_1 = \sigma / \varepsilon$, а линию разгрузки прямой с модулем упругости $E_2 = \sigma / \varepsilon_e$. Тогда отношение этих модулей:

$$k = E_2 / E_1 = \varepsilon / \varepsilon_e.$$

Коэффициенты пластичности, определяемые как отношение полной деформации до предела прочности к упругой деформации для песчаников находится в пределах 1,5 – 5, а для известняков в пределах 1,5 – 10 [49].

Показано, что трещина после снятия с ее контура постоянной нагрузки не сомкнется полностью и возникнет остаточная трещина при выполнении следующего условия [71]:

$$\frac{P - P_0}{q_\infty} \geq \frac{k}{k - 1},$$

где P – давление на контур трещины, P_0 – пластовое давление, q_∞ – боковое горное давление, $k = E_2 / E_1$.

Для оценки давления P , приводящего к образованию остаточной трещины, примем пластовое давление и боковое горное равными гидростатическому давлению столба жидкости P_h , высота которого равна глубине залегания пласта. При $k=1,5$ получим приближенную оценку давление в скважине для образования остаточной трещины $P=4 \cdot P_h$, при $k = 5$ давление $P=2,25 \cdot P_h$; при $k=10$ давление $P=2,1 \cdot P_h$. Учитывая большой разброс физико-механических характеристик горных

пород, можно принять максимальную оценку давления $P=4 \cdot P_h$ как наиболее надежную для образования остаточной трещины в коллекторах различного типа. Таким образом, для образования остаточной трещины давление в скважине должно быть больше гидростатического давления столба жидкости, высота которого равна глубине залегания пласта, в 4 раза и более. Выбор давления связан с состоянием крепи скважины (с качеством сцепления цемента с обсадной колонной в интервале обработки).

Фронт горения зарядов этой группы распространяется снизу-вверх по наружным поверхностям и центральным каналам, как и для зарядов второй группы. Для обеспечения необходимой длительности импульса давления определяющее значение уже имеет суммарная длина зарядов этой группы. Наружный диаметр зарядов третьей группы должен быть не больше наружного диаметра зарядов второй группы. В эту группу, наряду с одноканальными зарядами, могут входить также и заряды со сквозными продольными каналами, расположенными симметрично центральному.

Параметры всех групп зарядов определяют для выбранной скважины путем математического моделирования процессов в скважине при горении зарядов.

Распределение различных функций между зарядами трех групп позволяет создавать остаточные трещины заданной длины для преодоления зоны ухудшенной проницаемости и, следовательно, увеличить фильтрационные свойства продуктивного пласта.

Воспламенение зарядов первой группы можно осуществлять путем подачи электрического сигнала на инициирование детонирующего шнура, который пропускают через центральные сквозные каналы зарядов. При детонации шнура в зарядах образуются микротрещины. Продукты детонации воспламеняют заряды как по центральным каналам, так и по поверхностям микротрещин. При применении пиротехнических воспламенителей заряды воспламеняются по поверхностям центральных каналов. В обоих случаях далее воспламеняются боковые и торцевые поверхности зарядов, но с разными скоростями. Выбирая тот или иной способ воспламенения, можно управлять импульсом давления в

скважине учитывая, что обработка пластов происходит на разных глубинах при различных гидростатических давлениях.

Установлено, что оптимальный угол фазировки перфорации должен быть 60^0 и менее [164,173]. Это увеличивает вероятность распространения трещины при разрыве вдоль направления перфорации. В таком случае достигается минимальное давление начала разрыва и максимальное сообщение жидкости между отверстиями перфорации и трещинами. Так как трещины распространяются перпендикулярно к минимальному напряжению в горной породе, то наиболее вероятно, что образуются две трещины в направлении от оси скважины, т.е. двусторонняя трещина.

При обработке пластов, расположенных на больших глубинах, могут применяться, наряду с одноканальными зарядами, также и заряды со сквозными продольными каналами, расположенными симметрично центральному каналу. Поверхность горения таких зарядов больше, чем у зарядов с одним центральным каналом, что позволяет управлять амплитудой давления в широких пределах и создавать в скважине высокие давления, необходимые для образования трещин на больших глубинах.

В случае разнесенных пластов, обработку следует проводить по следующей схеме: сначала обрабатывают самый нижний пласт, затем переходят последовательно к обработке следующего вышележащего пласта. Такая последовательность объясняется тем, что давление в скважине между забоем и зарядами больше, чем давление над зарядами. Поэтому разрыв более вероятен в нижележащих пластах. Определяя количество зарядов в группах для каждой обработки, учитывают, что воздействию подвергается увеличенная мощность пласта, равная сумме мощностей пластов.

Если обработку проводить в обратном порядке, начиная с верхнего пласта, то неизвестно, в каких нижележащих пластах произойдет разрыв. Поэтому при определении количества зарядов в группах возникает неопределенность.

7.3. Технико-технологические особенности ГДРП при применении комплексных аппаратов и ГОС.

7.3.1. Комплексный аппарат «генератор-перфоратор» ГП105.

Все фактические значения давления разрыва лежат в пределах между величинами полного горного и гидростатического давлений [169]. На основании большого статистического материала предложены следующие приближенные значения:

- для скважин глубиной до 1000 м давление разрыва в пределах от 1,74 до 2,57 гидростатического давления.
- для скважин глубиной более 1000 м давление разрыва в пределах 1,32 до 1,97 гидростатического давления.

Эти данные были учтены при математическом моделировании процессов, происходящих при истечении продуктов горения из камер в скважину. Было принято, что при обработке пластов на различных глубинах давление разрыва больше гидростатического в 2,5 раза для всех типов пластов.

Как показали численные расчеты, проведенные для зарядов с различными энергетическими характеристиками и при различных геолого-технических условиях, для достижения давления разрыва истечение газов из камеры должно происходить при отношении давления в камере к гидростатическому давлению в интервале обработки не менее чем в 3 раза.

Например, на глубине 1000 м при гидростатическом давлении 10,0 МПа, давление разрыва составит $2,5 \times 100 = 25,0$ МПа, а для достижения в скважине этого давления в камере должно быть 60,0 МПа, т.е. в 6 раз больше гидростатического. На глубине 4000 м при гидростатическом давлении 40,0 МПа и давлении разрыва $2,5 \times 400 = 100,0$ МПа получили давление в камере 160,0 МПа, т.е. в 4 раза больше гидростатического при применении твердотопливного заряда с теми же энергетическими характеристиками, как и в первом случае.

Дополнительным требованием к данной технологии является стабилизация раскрытых трещин. После возникновения трещины разрыва и снятия нагрузки трещина может сомкнуться. Для пород в большом диапазоне отношения модулей

Юнга при нагрузке и разгрузке ($E_2/E_1=3-10$) для образования остаточной трещины давление в скважине P_c может находиться в пределах [36]:

$$(P_c - P_{пл})/P_{бг} = 1,1 - 1,5,$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, $P_{бг}$ – боковое горное давление.

Приняв $P_{пл}=P_{бг}$, горное давление $P_g=2,5P_{гидр}$, а для прочных пород $P_{бг}=0,4P_g$, получаем максимальную оценку давления для образования остаточных трещин:

$$P_c = P_{пл} + 1,5P_{бг} = 2,5 P_{гидр},$$

где $P_{гидр}$ – гидростатическое давление в зоне обработки.

Полученная максимальная оценка давления для образования остаточных трещин соответствует принятому выше давлению разрыва.

Кроме того, необходимо учитывать импульсный характер воздействия на пласт заявляемым устройством. При рассмотрении деформации горных пород с учетом динамических усилий установлено [36], что напряженное состояние породы на некотором расстоянии от скважины не будет отличаться от стационарного через определенное время. Полученное в указанном источнике соотношение позволяет оценить это время. При воздействии на пласт заявляемым устройством длина трещин по расчетным данным находится в пределах от 1 м до 5 м, при этом время установления напряжения в этой области для пород с различными физико-механическими характеристиками составляет 0,01 – 0,1 с. Поэтому для создания в пласте остаточной трещины необходимо не только достигнуть соответствующего давления для разрыва пласта и образования остаточной трещины, но и обеспечить продолжительность воздействия для установления стационарного напряженного состояния на контуре трещины, т.е. обеспечить необходимое время стабилизации трещины.

При фиксированных геометрических параметрах устройства (размеры камер, число отверстий и их диаметр в муфтах и камерах) давление в камере задают массой заряда твердого топлива и определяют расчетным путем для достижения оптимального отношения к гидростатическому давлению в интервале обработки.

Заряды твердого топлива имеют центральный сквозной канал и расположены на каркасе, выполненном в виде трубки с наружным диаметром под сквозной канал и с возможностью крепления к герметичной камере, причем заряды зафиксированы с помощью упругих фиксаторов, вставленных в пазы, расположенные на трубке по длине зарядов. Каркас позволяет обеспечить необходимое расстояние между зарядами твердого топлива в герметичных камерах и кумулятивными зарядами, чтобы исключить деформацию или разрушение зарядов твердого топлива при срабатывании перфоратора. Детонирующий шнур, соединяющий узел инициирования с кумулятивными зарядами перфоратора, расположен в трубках каркаса всех герметичных камер. При этом материал и толщина трубки выбраны так, чтобы при срабатывании детонирующего шнура исключить образование трещин в зарядах и дополнительных поверхностей горения и обеспечить возможность воспламенения зарядов твердого топлива только по их внутренним поверхностям, образованным центральными сквозными каналами. Таким образом, воспламенение зарядов твердого топлива в их камерах предусмотрено как продуктами детонации кумулятивных зарядов, так и детонирующим шнуром.

Такое конструктивное решение дает возможность при чередовании камер с кумулятивными зарядами и камер с зарядами твердого топлива инициировать кумулятивные заряды одним шнуром, проходящим через эти камеры.

Заряды твердого топлива могут иметь дополнительные периферийные сквозные каналы, которые позволяют увеличить расход газов в скважину и управлять величиной давления в интервале обработки. При этом каналы выполнены симметрично центральному сквозному каналу, а количество каналов, их диаметр и расстояние между ними определены расчетным путем для задания определенного режима горения зарядов.

Камеры кумулятивных зарядов могут чередоваться с камерами зарядов твердого топлива по длине устройства, что позволяет осуществить обработку сложно-построенных коллекторов, где пласты (продуктивные) разнесены. В таких случаях количество камер кумулятивных зарядов и твердого топлива определяют

мощностью (высотой) продуктивных пластов, подлежащих перфорации, и расстоянием между ними.

Загерметизированные отверстия в узле соединения камер или в камерах с зарядами твердого топлива могут быть выполнены ступенчатыми. На ступеньку с отверстием меньшего диаметра опирается сплошной диск, зафиксированный снаружи герметизирующей пробкой большего диаметра, например, из пластичного полимерного материала, а материал и толщину диска выбирают так, чтобы выдержать гидростатическое давление в скважине.

Камеры с зарядами твердого топлива могут иметь загерметизированные отверстия на боковой поверхности. Эти отверстия позволяют увеличить массовый расход продуктов горения в скважину и задать не только амплитуду давления в скважине, но и необходимое время нарастания давления, что влияет на процесс трещинообразования в пласте. При этом количество и диаметр отверстий определяют расчетным путем с учетом режима горения зарядов.

7.3.2. Комплексный аппарат ПГК-102.

Необходимо учитывать ряд факторов, связанных с кратковременностью процесса воздействия на пласт, обусловленного временем горения заряда газогенерирующего модуля и составляющим доли секунды. Энергия, выделяемая при горении заряда, расходуется на сжатие и подъем скважинной жидкости, нагрев окружающей жидкости и колонны и нагнетание продуктов горения через отверстия в обсадной колонне с образованием трещин в пласте. Эффективность воздействия на пласт зависит в основном от диаметра отверстий в колонне и плотности перфорации. Эти параметры определяют суммарную площадь отверстий, через которые газы нагнетаются в трещины. При уменьшении суммарной площади отверстий увеличивается энергия на сжатие и подъем жидкости и уменьшается на развитие трещин. При увеличении суммарной площади отверстий увеличивается энергия на развитие трещин и уменьшается на сжатие и подъем скважинной жидкости. Однако чрезмерное увеличение этой

площади может привести к ухудшению прочности обсадной колонны, а также и к уменьшению давления в скважине ниже давления разрыва пласта.

В настоящее время разработаны и применяются в кумулятивных перфораторах заряды с большой глубиной пробития 500-800 мм и малым диаметром входного отверстия 8-13мм в обсадной колонне (заряды типа “deep-penetration”), а также заряды создающие большой диаметр входного отверстия 13 - 30 мм (заряды типа “big-hole”) с пробитием 100 – 200 мм.

Заряды с большой глубиной проникновения позволяют улучшить гидродинамическую связь участков пласта за зоной загрязнения со скважиной, если длина перфорационных каналов больше протяженности зоны загрязнения. Заряды с большим диаметром входного отверстия позволяют увеличить суммарную площадь отверстий в обсадной колонне при малой плотности перфорации и обеспечить необходимый расход жидкости и газов через отверстия для развития трещин при срабатывании газогенерирующего модуля. Применение таких зарядов выгоднее, чем увеличение плотности перфорации, так как площадь отверстий пропорциональна квадрату диаметра и пропорциональна плотности перфорации в первой степени.

Эффективность трещинообразования в прискважинной зоне пласта существенно зависит также и от фазировки перфорации, а при кратковременном импульсном воздействии продуктами горения заряда твердого топлива, характерном для данного устройства, фазировка имеет такую же значимость как и диаметр перфорационного канала. Установлено [173], что трещина в пласте может образоваться в направлении, не совпадающем с направлением перфорационных каналов, и что оптимальный угол фазировки перфорации должен быть не более 60^0 . В таком случае достигается максимальное сообщение жидкости и газов между перфорационными отверстиями в обсадной колонне и трещинами за счет минимизации кольцевого пространства вокруг обсадной колонны. Это обеспечивает эффективное нагнетание жидкости и газов в трещины при срабатывании газогенерирующего модуля, увеличивая их протяженность.

Процессом воздействия на пласт продуктами горения заряда газогенерирующего модуля можно управлять с помощью рационального сочетания указанных выше типов кумулятивных зарядов перфораторного модуля и их фазировкой.

Таким образом, сочетание кумулятивных зарядов двух типов увеличивает вероятность получения положительного результата при совместной перфорации и воздействии на пласт продуктами горения заряда твердого топлива.

Устройство можно применять как для перфорации обсаженной скважины с одновременной очисткой перфорационных каналов и зоны, поврежденной во время бурения, так и для реперфорации скважины и интенсификации притока.

Испытания аппарата комбинированного воздействия ПГК-102 с чередованием кумулятивных зарядов, создающих входной диаметр в колонне 10 мм и 18 мм показали высокую эффективность в скважинах месторождений ОАО "Роснефть" - Ставропольнефтегаз".

Так как перфораторный модуль содержит заряды с большим диаметром пробития обсадной колонны, то появляется возможность дальнейшего увеличения воздействия на пласт с целью создания магистральных трещин, т.е. трещин с большей протяженностью и раскрытием, за счет включения в газогенерирующий модуль дополнительно трубчатых зарядов, размещенных по обоим концам перфораторного модуля. При срабатывании кумулятивных зарядов происходит поджиг трубчатых зарядов, окружающих перфораторный модуль. Продукты горения поджигают дополнительные трубчатые заряды, что позволяет увеличить продолжительность импульса давления в скважине и создать трещины с большей протяженностью и раскрытием.

7.3.3. Малогабаритный комплексный аппарат воздействия МКАВ.

Аппарат содержит последовательно расположенные перфораторный и газогенерирующий модули. Последний выполнен в виде сборки трубчатых зарядов из твердого ракетного топлива недетонирующего состава. Оба модуля имеют единую иницирующую цепь в виде детонирующего шнура, проходящего через кумулятивные заряды перфораторного модуля и через центральные трубки из металла, запрессованные во внутренние каналы трубчатых зарядов.

Не детонирующие составы встречаются среди смесевых твердых топлив, обычно на основе, например, перхлората аммония или калия, горючего связующего вещества и добавок.

Конструкция и параметры устройства позволяют изменять массу зарядов газогенерирующего модуля в широких пределах и обеспечивают возможность управления амплитудой и продолжительностью импульса давления в скважине для создания протяженных трещин в продуктивном пласте.

Детонирующий шнур, помещенный в центральные трубки зарядов смесевого твердого топлива, служит средством воспламенения этих зарядов. Но даже при одновременном воспламенении сборки зарядов по внутреннему каналу в случае применения малогабаритных зарядов газоприток и соответственно максимальное давление в скважине оказываются недостаточными для расширения и распространения перфорационных каналов и образования трещин в пласте. Это известно из данных испытаний и расчетов. Поэтому необходимо создать в единичных зарядах дополнительные поверхности горения. Для этого массу ВВ в шнуре, толщину и материал центральной трубки подбирают так, чтобы за счет прогрева трубок воспламенить заряды твердого топлива, а за счет резкого повышения давления в трубке при детонации шнура разрушить заряды твердого топлива и создать в них трещины, которые и образуют новые поверхности горения.

Однако, как показали данные испытаний, при таком способе воспламенения зарядов наблюдаются большие разбросы давления в скважине при горении зарядов одинаковой массы, так как процесс нарушения целостности зарядов и

появление новых поверхностей горения носит случайный характер. Заряды с большим удлинением имеют большую вероятность наличия различных технологических дефектов и различий в напряженном состоянии по длине. Кроме того, диаметр шнура существенно меньше внутреннего диаметра трубки, где расположены шнур и трос. Этот фактор также влияет на процесс разрушения заряда (и тем больше, чем больше длина заряда) из-за неравномерности зазора между шнуром и трубкой. Все эти факторы приводят к заметному разбросу максимального давления в скважине при одинаковой суммарной длине зарядов модуля. Величина разброса может быть значительной, как показали испытания в скважине, и зависит от удлинения единичных зарядов, входящих в модуль.

Величину разброса можно определить только по опытным данным. Испытания в скважине показали, что при удлинениях зарядов меньше 6 максимальные давления в скважине имеют разброс до 30%. При удлинениях более 6 разброс заметно увеличивается и достигает 100% и выше при удлинении 10, что не позволяет осуществить управляемое воздействие на пласт и может привести как к аварийным ситуациям, так и к низким давлениям при применении зарядов одной и той же массы.

Таким образом, при воспламенения зарядов газогенерирующего модуля с помощью детонирующего шнура целесообразно ограничить удлинение зарядов этого модуля не более 6.

Применение детонирующего шнура в качестве воспламенителя зарядов газогенерирующего модуля позволяет увеличить максимальное давление и газоприток в скважину для обеспечения эффективного воздействия на пласт при использовании зарядов с малым диаметром в устройствах, спускаемых в скважину через колонну НКТ. Выполнение зарядов твердого топлива с предложенными удлинениями обеспечивает малый разброс давления в скважине при срабатывании устройства и возможность управления импульсом давления для эффективного воздействия на пласт.

Минимальное удлинение зарядов газогенерирующего модуля также имеет ограничение. Это ограничение связано с тем, что при малых удлинениях величина

начальной поверхности горения всей сборки, как показано ниже, резко увеличивается и при принятой схеме воспламенения может существенно влиять на развитие давления в скважине.

Рассмотрим изменение начальной поверхности горения всей сборки при заданной суммарной длине L , наружном D и внутреннем d диаметрах трубчатых единичных зарядов, составляющих сборку, в зависимости от удлинения $\lambda = l / D$ этих зарядов; здесь l - длина единичного заряда.

Площадь начальной поверхности горения S сборки равна сумме площадей боковой S_1 и торцевой S_2 поверхностей

$$S = S_1 + S_2,$$

где $S_1 = \pi \cdot (D+d) \cdot l \cdot n$, $S_2 = \pi \cdot (D^2 - d^2) \cdot n / 2$; n - число единичных зарядов в сборке.

Так как суммарная длина зарядов $L = l \cdot n$ фиксирована, то полная боковая поверхность сборки S_1 является постоянной величиной и не зависит от удлинения зарядов.

Отношение площади полной начальной поверхности горения к боковой

$$\eta = S/S_1 = 1 + S_2 / S_1 = 1 + (D-d) / (2 l) = 1 + (1-d / D) / (2 \lambda) .$$

Таким образом, относительная величина площади полной начальной поверхности горения сборки в зависимости от удлинения единичных зарядов выражается формулой

$$\eta = 1 + (1 - d / D) / (2 \lambda) .$$

Например, для малогабаритных зарядов с $D = 0,045$ м, $d = 0,015$ м получаем:

$$\eta = 1 + 1 / (3\lambda) .$$

График этой зависимости приведен на рисунке 7.4, откуда видно, что при удлинении менее 2 начальная поверхность резко увеличивается. Это связано с увеличением суммарной торцевой поверхности зарядов сборки.

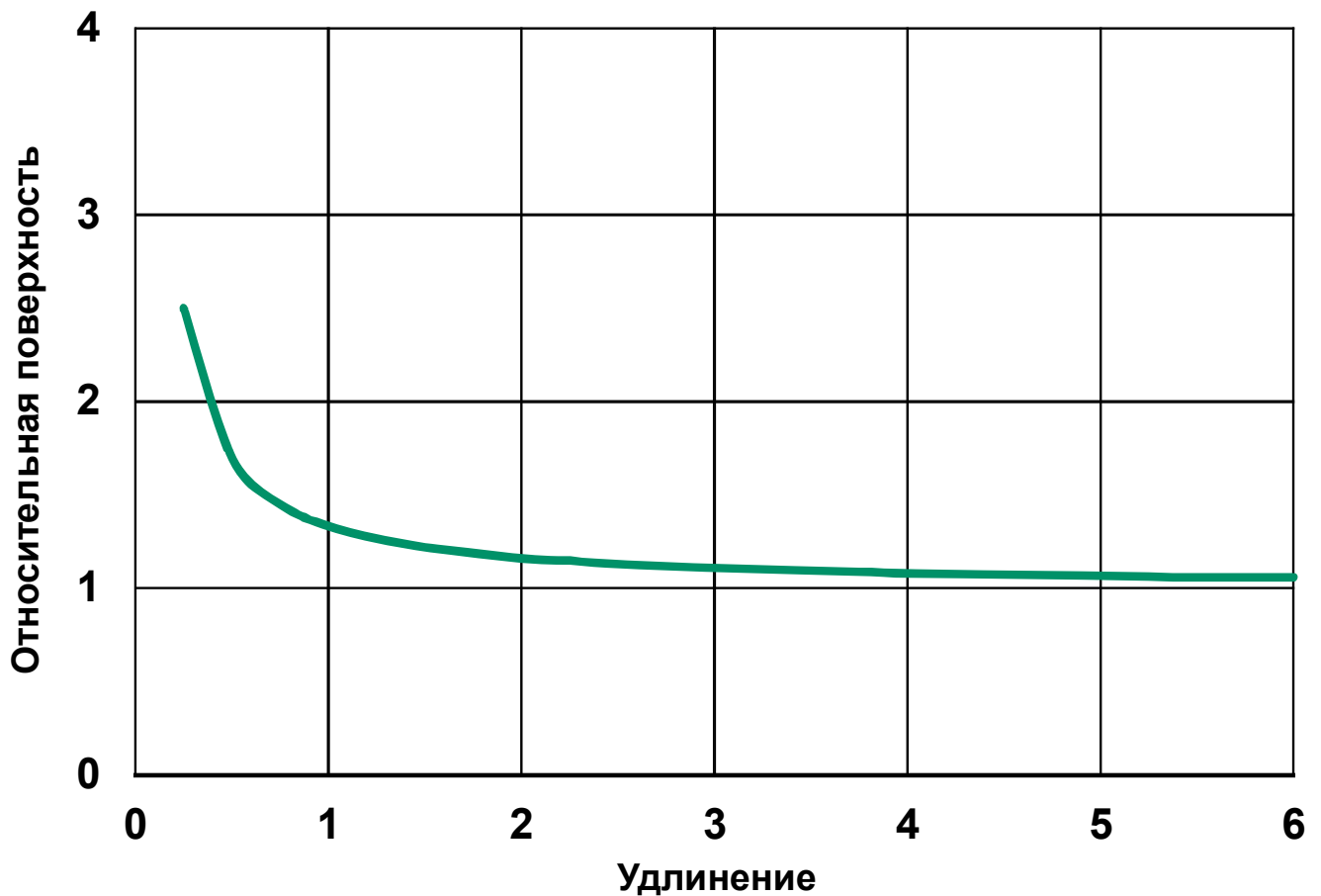


Рис. 7.4. Относительная величина площади полной начальной поверхности горения сборки в зависимости от удлинения единичных зарядов.

Для зарядов с большим наружным диаметром D этот эффект будет выражен еще больше, как видно из приведенной формулы. Расчеты, выполненные методом математического моделирования, показали, что при таких малых удлинениях зарядов и воспламенении их детонирующим шнуром с образованием дополнительных поверхностей горения амплитуда давления в скважине увеличивается до значений, могущих привести к повреждению крепи скважины. Например, для приведенного выше примера при удлинении единичного заряда $\lambda = 1$ и суммарной длине всех зарядов $L = 3$ м давление в скважине (по расчету) может достигать 200 МПа. При удлинениях же более 2-х начальная поверхность горения близка к боковой поверхности и изменяется незначительно, а

максимальное давление в скважине, как показали расчеты и данные испытаний около 100 МПа.

По этой причине удлинение зарядов в сборке целесообразно ограничить минимальным значением 2.

Таким образом, при применении зарядов твердого топлива, воспламеняемых детонирующим шнуром, имеется возможность управления импульсом давления в скважине путем надлежащего подбора удлинения зарядов. При этом целесообразно выбирать удлинение в диапазоне от 2-х до 6-ти, а амплитуда и продолжительность создаваемого в скважине импульса давления будет определяться суммарной длиной, а значит массой зарядов газогенерирующего модуля.

При воздействии на сложнопостроенные коллектора устройство может выполняться в виде чередующихся газогенерирующих и перфораторных модулей.

Устройство можно применять в скважинах со спущенными насосно-компрессорными трубами. Прострелочно-взрывные работы на морских платформах разрешаются только при спущенных НКТ. Кроме того, работа через НКТ позволяет осуществлять депрессию на пласт, создавая знакопеременные нагрузки; проводить комплексные обработки в агрессивных средах, например, с применением кислот, углеводородных растворителей.

7.3.4. Технология газодинамического разрыва пласта с использованием горюче-окислительных составов.

По длительности действия импульса давления предлагаемый технологический процесс занимает промежуточное положение между гидроразрывом пласта и обработкой пласта пороховыми газогенерирующими устройствами. Длительность эффективной части импульса давления при гидроразрыве составляет от нескольких минут до десятков минут, для пороховых генераторов не более 0,5 с, а по предлагаемой технологии от 4 до 10 с.

Примерами таких ГОС являются составы на основе водных растворов нитрата аммония (аммиачной селитры) и водорастворимых горючих

органического происхождения. Установлено, что тип горючего слабо влияет на энергобаллистические характеристики ГОС, и поэтому выбор конкретной рецептуры ГОС достаточно широк. Такие составы не детонируют, а скорость горения их соответствует скорости горения пороховых составов, применяемых в генераторах давления различных типов (ПГД.БК, АДС и др.). Поджиг таких составов осуществляется с помощью источника тепловой энергии, помещенного в ГОС. Режим горения ГОС определяется глубиной погружения источника в ГОС, энергетическими параметрами источника и ГОС, а также геолого - техническими условиями в скважине. Это позволяет управлять процессом горения больших масс ГОС (свыше 300кг и более) и регулировать параметры импульса давления. При этом достигается не только требуемое для разрыва пласта давление, но и значительное увеличение продолжительности эффективной части импульса давления. Такие составы не содержат токсичных компонентов, имеют широкую сырьевую базу, пожаро- и взрывобезопасны при нормальных условиях, имеют низкую стоимость.

Предлагаемая технология основана на использовании штатного нефтепромыслового оборудования и хорошо отработанных технологических операций. При этом операция приготовления ГОС может быть осуществлена непосредственно на месте работ, а операция воспламенения ГОС - с помощью твердотопливных генераторов давления типа ПГД или специально разработанных средств воспламенения [109].

Рассмотрим последовательно основные операции технологии и их особенности.

1. Технология предусматривает размещение определенного количества ГОС в скважине путем спуска НКТ к забою скважины. Нижний конец колонны должен находиться в непосредственной близости (менее 3м) от забоя для предотвращения перемешивания ГОС со скважинной жидкостью.

Масса ГОС должна быть достаточной для создания при горении продолжительного по времени импульса давления, необходимого для разрыва пласта. С одной стороны, масса ГОС не должна превышать этой величины, т.к.

при горении могут возникнуть высокие давления, опасные для крепи скважины. С другой стороны, меньшее количество ГОС может привести к уменьшению амплитуды и продолжительности эффективной части импульса давления, что приведет к снижению результативности обработки.

Желательно, чтобы плотность ГОС была больше плотности скважинной жидкости. Требование к плотности является факультативным и позволяет обеспечить размещение ГОС в заданном интервале обработки и последующее нахождение в этом интервале до его поджига, если, например, время пребывания ГОС в скважине по тем или иным причинам может оказаться достаточно большим.

2. Продавка ГОС в интервал обработки.

За счет избыточного давления, создаваемого, например, насосом, продавочная жидкость и ГОС начнут перемещаться вниз по НКТ, при этом скважинная жидкость в затрубном пространстве начнет перемещаться вверх и часть ее выльется из скважины, а ГОС разместится в НКТ и в затрубном пространстве, начиная от забоя. Для размещения ГОС в заданном интервале количество продавочной жидкости должно быть строго определенным.

3. После продавки ГОС в зону обработки поднимают НКТ на безопасное расстояние для защиты их от чрезмерно высокого силового воздействия при горении ГОС. Величина этого расстояния зависит от массы и характеристик ГОС и источника тепловой энергии, а также от геометрических параметров скважины. Накопленный опыт обработок различных скважин показывает, что эта величина составляет 50 м и более (отсчет от верхней границы ГОС).

4. Спускают в скважину и размещают на определенной глубине в ГОС источник тепловой энергии на кабеле, с достаточным выделением тепла для поджига ГОС, причем глубина погружения источника тепловой энергии в ГОС определяется параметрами скважины, пласта, источника и ГОС.

Продукты горения источника тепловой энергии и ГОС из-за подъемной силы устремляются вверх, увеличивая поверхность контакта с жидким ГОС и воспламеняя его по этой увеличивающейся поверхности, пока она не достигнет

верхней границы ГОС. В то же время для части ГОС, расположенной ниже источника тепловой энергии, поверхность контакта с продуктами горения близка к горизонтальной и практически остается постоянной. Поэтому газоприход в скважину при горении верхней части ГОС значительно выше, чем при горении нижней части. В связи с этим величина давления в скважине и продолжительность эффективной части импульса давления весьма чувствительны к глубине погружения источника тепловой энергии в ГОС. По данным испытаний в скважине глубина погружения источника тепловой энергии в ГОС находится в пределах 10 - 50м от верхней границы ГОС.

Для инициирования реакции горения ГОС необходимо прогреть его до температуры интенсивного разложения компонентов горючего и окислителя. Эта температура для некоторых компонентов ГОС достигает $320^0\text{-}340^0\text{C}$. Поэтому, из-за наличия воды в составе ГОС минимальное давление, при котором возможен нагрев ГОС до температуры разложения, должно быть не ниже 12-15 МПа (при этих давлениях температура кипения воды достигает температуры разложения). Указанный уровень давления является минимальным для воспламенения ГОС. Энергоемкость источника тепловой энергии можно оценить следующим образом. Количество тепла, необходимое для нагрева ГОС до температуры разложения:

$$E = M \cdot C_p \cdot (T_p - T_0),$$

где M -масса прогреваемого ГОС, C_p -удельная теплоемкость ГОС, T_p -температура интенсивного разложения наиболее термостойкого компонента ГОС, T_0 -начальная температура ГОС в зоне воспламенения.

Масса прогреваемого ГОС, необходимая для надежного инициирования реакции разложения в скважинных условиях, составляет по данным испытаний не менее $M \approx 20\text{-}25$ кг, а удельная теплоемкость ГОС близка к теплоемкости воды и при давлениях свыше 12 МПа в рассматриваемом диапазоне температур составляет $C_p \approx 0,004\text{-}0,006$ МДж/(кгК). Приняв $C_p \approx 0,005$ МДж/(кгК), минимальную энергоемкость источника тепловой энергии можно определять из выражения:

$$E = k \cdot (T_p - T_0),$$

где $k \approx 0,1 - 0,125$ МДж/К.

Например, для поджига ГОС с максимальной температурой интенсивной газификации наиболее термостойкого компонента-нитрата аммония- равной $t_p = 340^\circ\text{C}$ и с начальной температурой в зоне воспламенения $t_0 = 60^\circ\text{C}$ необходимо выделить энергию не менее $E = 0,1 \cdot (340 - 60) = 28$ МДж. При использовании в качестве источника тепловой энергии порохового заряда с теплотворной способностью 4 МДж/кг, необходим заряд массой не менее $28/4 = 7$ кг.

Данные испытаний и расчеты показали, что для надежного воспламенения ГОС можно применять в качестве источника тепловой энергии пороховой заряд из баллистита или смесового твердого ракетного топлива массой не менее 7 кг. Если же для поджига ГОС применяют малогабаритные заряды с воспламенением от детонирующего шнура, то минимальная масса зарядов, по опытным данным, снижается в 2 раза. Это связано со значительным увеличением скорости выделения энергии в скважине при воспламенении зарядов от детонирующего шнура.

5. Подача управляющего сигнала на включение источника тепловой энергии, после чего за счет выделенного тепла осуществляется поджиг ГОС.

Описанная технология дополняется в следующих частных случаях.

а) Большое время нахождения водорастворимых ГОС в скважине до момента поджига.

В этом случае возможно разбавление ГОС скважинной жидкостью. Стендовые исследования показали, что разбавление ГОС резко ухудшает его энергетические характеристики и приводит к уменьшению давления и эффективной части импульса, и даже к невозможности воспламенить состав. Для изоляции состава от разбавления применяют разделительную жидкость, а для исключения перемешивания жидкостей в процессе закачки и последующего их нахождения в скважине до поджига ГОС плотность разделительной жидкости должна быть не выше плотности ГОС и не ниже плотности скважинной

жидкости. В качестве разделительной жидкости можно применять гидрофобные жидкости, нефть и др.

б) Большое удаление зоны обработки от забоя скважины или обработка сложно-построенных коллекторов.

В этом случае устанавливают ограничительный экран у нижней границы размещения ГОС, что позволяет разместить ГОС в необходимом для обработки количестве, а также исключить воздействие на нижележащие пласты. Ограничительный экран может быть выполнен в виде искусственного забоя, пакера или путем заполнения части скважины жидкостью с плотностью, большей чем плотность ГОС.

в) Уровень скважинной жидкости находится близко к устью скважины.

Под действием газов, образуемых при горении ГОС, столб скважинной жидкости будет двигаться вверх. Для исключения выброса скважинной жидкости и сохранения целостности устьевого оборудования перед поджигом ГОС создают воздушный промежуток между устьем и верхней границей скважинной жидкости путем откачки части скважинной жидкости. По результатам работ на скважинах глубиной до 4000м величина воздушного промежутка должна составлять 100 – 200м.

Глава 8. Разработка комплекса скважинной и устьевой взрывоустойчивой аппаратуры для регистрации параметров быстропротекающих процессов и контроля эффективности технологий ГДРП

Регистрация изменения давления в скважине во времени позволяет получить важную информацию о факте срабатывания прострелочно-взрывного аппарата, о времени воздействия на пласт, о разрыве пласта при проведении работ с целью интенсификации притоков, осуществлять надежный контроль за работой ПВА и принимать оперативно решение о проведении дальнейших операций. Эффективность проведения прострелочно-взрывных работ в нефтяных и газовых скважинах можно существенно повысить при постоянном контроле параметров протекающих в скважине процессов, в особенности давления, а также повысить безопасность работ [80].

При скорости записи быстропротекающего процесса 500 - 1000 измерений в секунду можно с высоким качеством регистрировать срабатывание генераторов давления различных типов, а при скорости записи 10000 – 100000 измерений в секунду и более можно регистрировать факт и полноту срабатывания кумулятивных перфораторов или аппаратов с двумя модулями - перфораторным и газогенераторным. Это следует из того, что процесс горения зарядов твердого топлива в скважине происходит за доли секунды, а детонация кумулятивных зарядов за десятки микросекунд [111].

В настоящее время вопросы ведения прострелочно-взрывных работ и геофизического сопровождения вторичного вскрытия в нефтяных и газовых скважинах регулируются нормами и правилами [3,122,124,128,129,149,151,158].

В числе прочего «...геофизическое сопровождение вторичного вскрытия пластов перфорацией требуется для ...контроля за фактом и полнотой срабатывания перфоратора» [149, п.13.2.1]. При этом «...факт срабатывания перфоратора устанавливают по звуковым эффектам, сейсмоакустическим сигналам, рывку кабеля». Полноту срабатывания – внешним осмотром

перфоратора ПОСЛЕ извлечения его из скважины. Кроме того, в случае отсутствия АППАРАТУРНОГО КОНТРОЛЯ за фактом и полнотой взрывания в целях безопасного ведения ПВР при подъеме задействованного аппарата режим опасной зоны вокруг устья скважины должен сохраняться вплоть до осмотра прострелочно-взрывного аппарата (ПВА) взрывником [158, п.1123].

Здесь необходимо отметить, что документ [158] определяет правила ведения ПРОСТРЕЛОЧНО-ВЗРЫВНЫХ РАБОТ в скважинах, в то время как документы [128] и [149] регламентируют геофизическое сопровождение только ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ коллекторов, являющегося только ЧАСТЬЮ прострелочно-взрывных работ. В настоящее время остаются не освещенными вопросы геофизического сопровождения установки взрывных пакеров, работ со взрывными торпедами и труборезами, применения твердотопливных генераторов давления и комплексных аппаратов для вторичного вскрытия и интенсификации нефтегазопритоков, в том числе и в вопросе АППАРАТУРНОГО контроля факта и полноты срабатывания ПВА.

Документы [128] и [149] составлены и введены в действие более 14 лет назад. За истекший период рядом российских компаний проведена определенная работа по разработке и производству аппаратуры, предназначенной для регистрации факта и полноты срабатывания ПВА. На настоящее время можно говорить о наличии на геофизическом рынке АППАРАТУРНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА сопровождения ПВР, включающего взрывозащищенную скважинную и помехоустойчивую устьевую аппаратуру, позволяющего надежно регистрировать ФАКТ и оценивать ПОЛНОТУ срабатывания ПВА. Кроме регистрации факта и полноты срабатывания ПВА комплекс выполняет задачу регистрации параметров работы высокоэнергетических аппаратов, используемых при газодинамическом разрыве пласта (ГДРП) в нефтегазовых скважинах, делая процесс управляемым и наиболее эффективным.

Таким образом, применение аппаратурно-измерительного комплекса сопровождения прострелочно-взрывных работ в скважинах или его отдельных элементов позволяет решить следующие задачи:

- Повысить безопасность выполнения ПВР за счет аппаратурной регистрации факта и полноты срабатывания ПВА.
- Получить дополнительную информацию о порядке и параметрах проведения ПВР при расследовании аварий и инцидентов в скважинах при применении ПВА.
- Оптимизировать работу специализированных отрядов и партий геофизических компаний путем предоставления информации о продолжительности всех операций при выполнении ПВР.
- Сформировать информационную базу по каждой скважине, в которой выполнялись работы, связанные с применением прострелочно-взрывной аппаратуры [79].

8.1 Измеритель модульный геофизический МИГ36

Существующие аналоги – приборы ШИП-А и ШИП-К фирмы ЗАО «НТФ ПерфоТех», специально разрабатываемые для применения при проведении ПВР, в настоящее время не выпускаются. Приборы серии МИГ36 предназначены для регистрации процессов изменения давления (взрыва) и температуры в нефтяных и газовых скважинах, обусловленных работой прострелочно-взрывной аппаратуры при проведении ПВР, а также для проведения гидродинамических исследований в скважинах (ГДИС). Приборы выпускаются в двух исполнениях: на максимальное рабочее давление 100 МПа и 210 МПа.

Технические характеристики прибора приведены в таблице 8.1.

Технические характеристики МИГ36

Таблица 8.1

Наименование параметра	Значение
Диапазон рабочих давлений, МПа	0÷100 (0÷210)
Диапазон измерения давления, МПа	0÷100 (0÷210)
Предел допускаемой статической абсолютной погрешности измерения давления в диапазоне температур от плюс 5 до плюс 95 °С при частоте опроса до 32 Гц, МПа	±0,1
Диапазон рабочих температур, °С	от минус 40 до 120
Диапазон измерения температур, °С	
Без ограничения времени	0÷120
С ограничением времени (3÷5 мин)	0÷500
Предел допускаемой статической абсолютной погрешности измерения температуры в диапазоне температур от плюс 5 до плюс 95°С при частоте опроса до 32Гц, °С	±0,5
Частота опроса, Гц	0,000061÷8000
Длительность регистрации: при опросе 1с, не менее, суток	30
Максимальное механическое воздействие с ускорением, м/с ²	200
Минимальное количество регистраций взрывных процессов.	25
Напряжение питания, В	3,6
Протокол обмена с компьютером	USB

Прибор в полной комплектации показан на рис.8.1, а модуль измерения давления и температуры показан на рис.8.2.



Рис. 8.1. Прибор МИГ36 в полной комплектации



Рис. 8.2. Модуль измерения давления и температуры МИГ36

Дополнительное оснащение МИГ36 позволяет использовать прибор не только в качестве перфорационной иницирующей штанги, сбрасываемой с устья скважины или спускаемой на геофизическом кабеле, но и подвешивать его на

боковой поверхности геофизического кабеля, либо устанавливать под или над перфорационной системой.

Полученная информация с прибора позволяет объективно контролировать факт срабатывания ПВА и регистрировать все технологические операции, выполняемые в скважине при проведении ПВР.

При проведении перфорации, газодинамического разрыва пласта или гидроразрыва пласта (ГРП), прибор записывает давление с высокой частотой, что позволяет детализировать динамические процессы, возникающие при вскрытии пласта и образовании трещин. На рис.8.3 приведена регистрация работы комплексного аппарата ПГК-102-89Т с зарядами ЗПКТ-89 с плотностью перфорации 20отв./м и зарядами ЗПГК-102-П107 (5 штук) в интервале 2114-2217 м. На рис.8.4 раскрыт момент инициирования и срабатывания комплексного аппарата ПГК-102-89Т. Запись момента инициирования проведена с частотой 8 кГц. Масштаб по оси времени 50 мс/дел. Инициирование ПВА проводилось прибором МИГ36 в варианте перфорационной инициирующей штанги, спускаемой на кабеле.

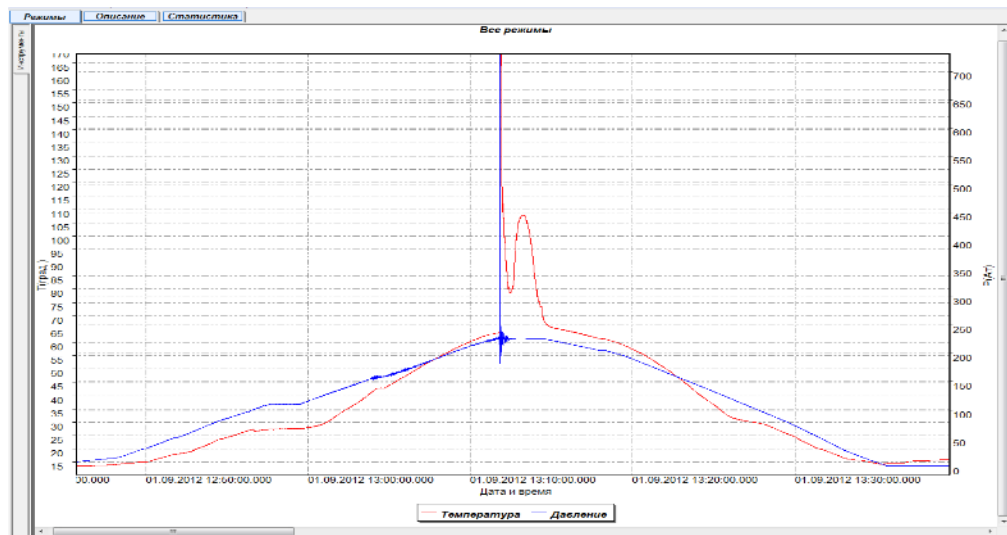


Рис. 8.3. Диаграмма регистрации параметров работы комплексного аппарата ПГК-102-89Т в скважине

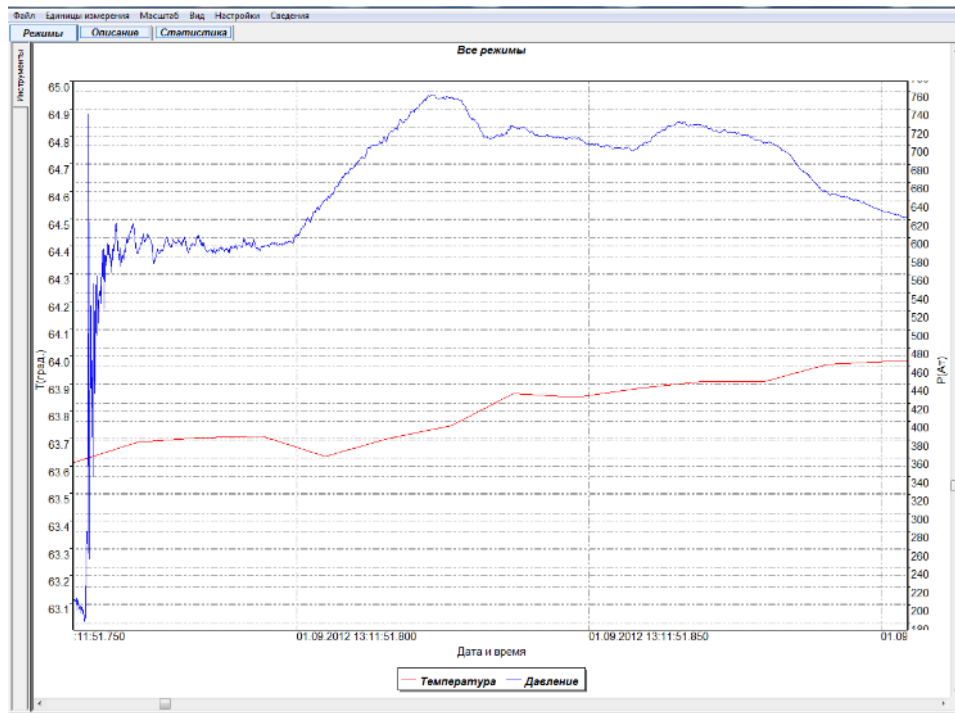


Рис. 8.4. Регистрация момента инициирования и раскрытие работы генератора ПГК-102-89Т с частотой 8 кГц

На диаграммах хорошо виден момент срабатывания перфоратора – острый пик скачка давления, далее видно воспламенение и работа генераторной части ПГК-102-89Т. Пульсации давления указывают на процесс образования трещин в перфорируемом пласте.

После проведения инициирования штанга с прибором МИГ36 поднимаются на поверхность, данные считываются в компьютер и принимается решение о продолжении работ на скважине. При работе с МИГ36К, спускаемом на кабеле, регистрация давления и температуры производится в режиме on line по одножильному геофизическому кабелю. При необходимости регистрации кривой изменения давления и записи технологических процессов, предусмотренных планом работ, прибор оставляют в скважине до подъема перфорационной системы. Программное обеспечение прибора позволяет подстраиваться под любые виды работ, проводимых на скважине. Можно задавать до 15 режимов работы прибора с различными частотами опроса. Частота опроса может быть задана от 0,000061 Гц до 8 кГц.

Установленные в приборе датчики давления и температуры, а также собственное метрологическое программное обеспечение, позволяют получать достаточно высокие метрологические характеристики прибора. Например, при использовании датчика давления с верхним пределом 100 МПа, предел статической абсолютной погрешности измерения давления в паспорте прибора регламентируется в пределах $\pm 0,1$ МПа. Типовое значение предела статической абсолютной погрешности измерения давления $\pm 0,03$ МПа. При использовании в приборе датчика температуры собственного производства с верхним пределом $+500^{\circ}\text{C}$, типовое значение предела статической абсолютной погрешности измерения температуры в диапазоне температур от 10 до 100°C составляет $0,1^{\circ}\text{C}$. Столь высокотемпературный датчик устанавливается в прибор для регистрации температурного отклика, возникающего при работе ПВА. При этом предполагается, что длительность воздействия высокой температуры ограничена по времени и не приведет к выходу прибора из строя. Подавляющее большинство проводимых работ отвечают этому критерию. Таким образом, прибор обладает достаточно высокими метрологическими характеристиками, что позволяет использовать его не только для проведения ПВР, но и для гидродинамического мониторинга скважин.

На рис.8.5 показан участок изменения давления после проведения перфорации при депрессии на пласт. Точками отмечены отсчеты давления. Масштаб по оси давления 0,05 МПа/дел. Частота опроса 1,0 Гц.

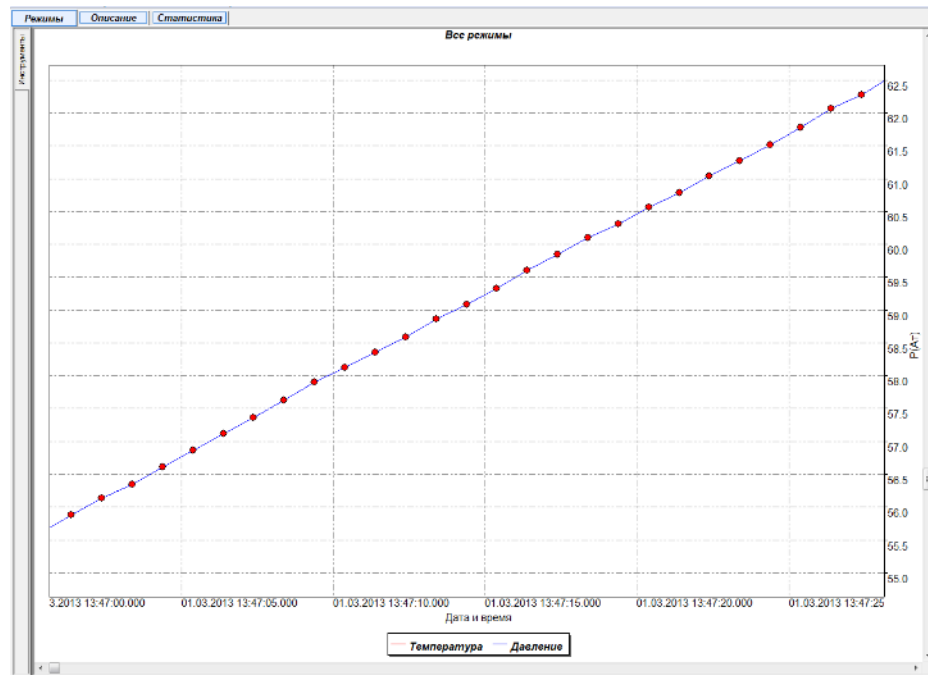


Рис.8.5. Участок кривой изменения давления

Линейность процесса регистрации давления подтверждает возможность использования прибора МИГ36 для гидродинамического исследования скважин.

Ниже рассмотрена интерпретация данных ГИС, полученных при проведении совместной работы с ООО «СтС-ВМсервис» и ОАО «Когалымнефтегеофизика» по газотермодинамической обработке пласта БС10/16 генератором ГДК-100-85 с целью улучшения гидродинамической связи «скважина – пласт». Технологический процесс обработки пласта БС10/16 генератором ГДК-100 сопровождался записью автономной аппаратурой АЦМ-8 производства ООО ПКФ «Геотех» и МИГ36, оснащенной датчиками давления и температуры. Приборы крепились с помощью кабельных колодок на каротажном кабеле над кабельным наконечником.

Обработка пласта проводилась зарядами ВЭКС в четыре цикла, которые выполнялись отдельными спусками. Каждому циклу соответствовала следующая сборка генератора ГДК-100: 1 сборка состояла из 8 активных (воспламенительных) зарядов ЗГДК-54 и 10 основных зарядов ЗГДК-85; 2 сборка - из 9 ЗГДК-54 и 12 ЗГДК-85, 3 – 9 ЗГДК-54 и 12 ЗГДК-85, 4 – 9 ЗГДК-54 и 6 ЗГДК-54 + ЗГДК-85.

На рис.8.6 представлены сводные графики контроля термогазодинамической обработки пласта БС10/16 газогенератором ГДК-100 автономной аппаратурой АЦМ8 (1 спуск) и МИГ36 (2,3,4 спуски). АМЦ8 после первого спуска вышел из строя.

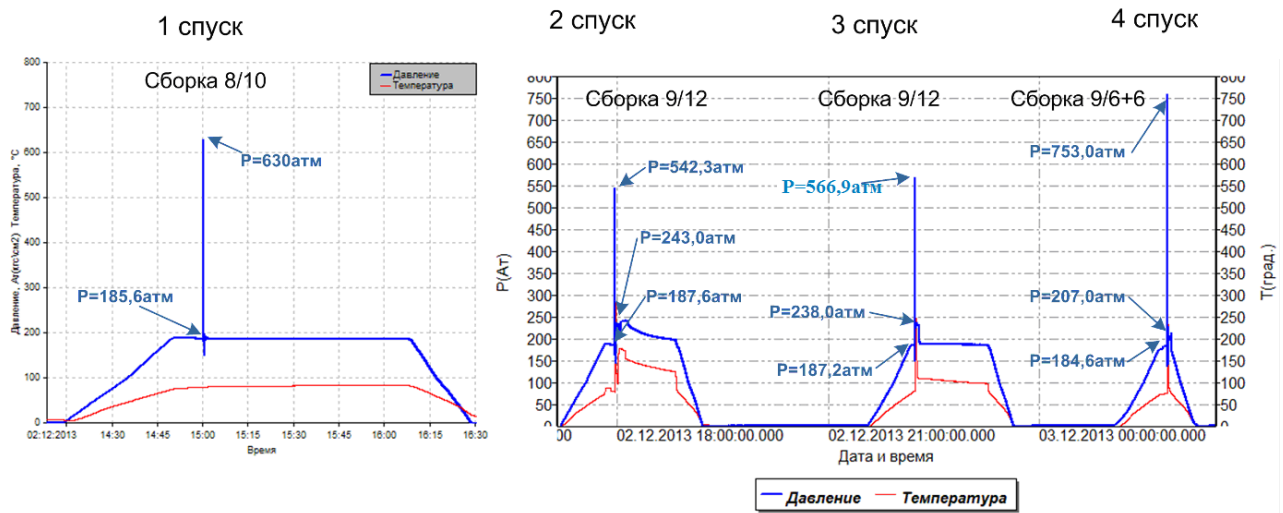


Рис. 8.6. Диаграммы давления и температуры - контроль работы генератора ГДК-100 автономной аппаратурой АЦМ-8 (1 спуск) и МИГ36 (2,3,4 спуски).

В приборе МИГ-36 были заданы частоты опроса по каналу измерения давления 8 кГц и по каналу измерения температуры 93 Гц. Такие частоты опроса позволяют более детально анализировать процесс взрывного горения как по давлению, так и температуре. Прибор был запрограммирован на запись трех высокочастотных процессов. В отличие от записи АЦМ-8 (1 спуск) прибор МИГ36 (спуск 2÷4) позволяет более детально анализировать процесс подрыва, взрывного горения и образования трещин в пласте, как по давлению, так и температуре, что хорошо видно из рисунков 8.6-8.10.

Работы по термогазодинамической обработке пласта БС10/16 в скважине генератором ГДК-100 были начаты при уровне жидкости в стволе скважины 393,6 м, что обеспечило в момент воспламенения и горения зарядов давление, превышающее горное.

Избыточный импульс давления относительно горного, создаваемый в процессе горения зарядов генератора ГДК-100, при заданных сборках зарядов, обеспечил условия для комплексного механического, теплового и физико-химического воздействия на пласт. Видно, что при 2 спуске давление достигло 54,2 МПа при $R_{гид.}$ на глубине установки прибора МИГ36 2414м 18,7МПа. Следует отметить, что возгорание основных зарядов при 2-м цикле работы генератора прошло с задержкой 4500 мс, что позволило создать две депрессионные воронки. Соответственно, при 3 и 4 спусках воспламенение произошло при $R_{гид.}$ 18,7МПа и 18,5МПа. Температура, зарегистрированная прибором АЦМ8 (1 спуск), в момент срабатывания генератора ГДК-100 против начальной 77,5° достигала 80,4°С, а через 1 час стояния на притоке – 82,8°С при $R_{дин.}$ =18,6 МПа. Приток за данный период составил всего 0,03 МПа (ΔP) (Рис.8.7)

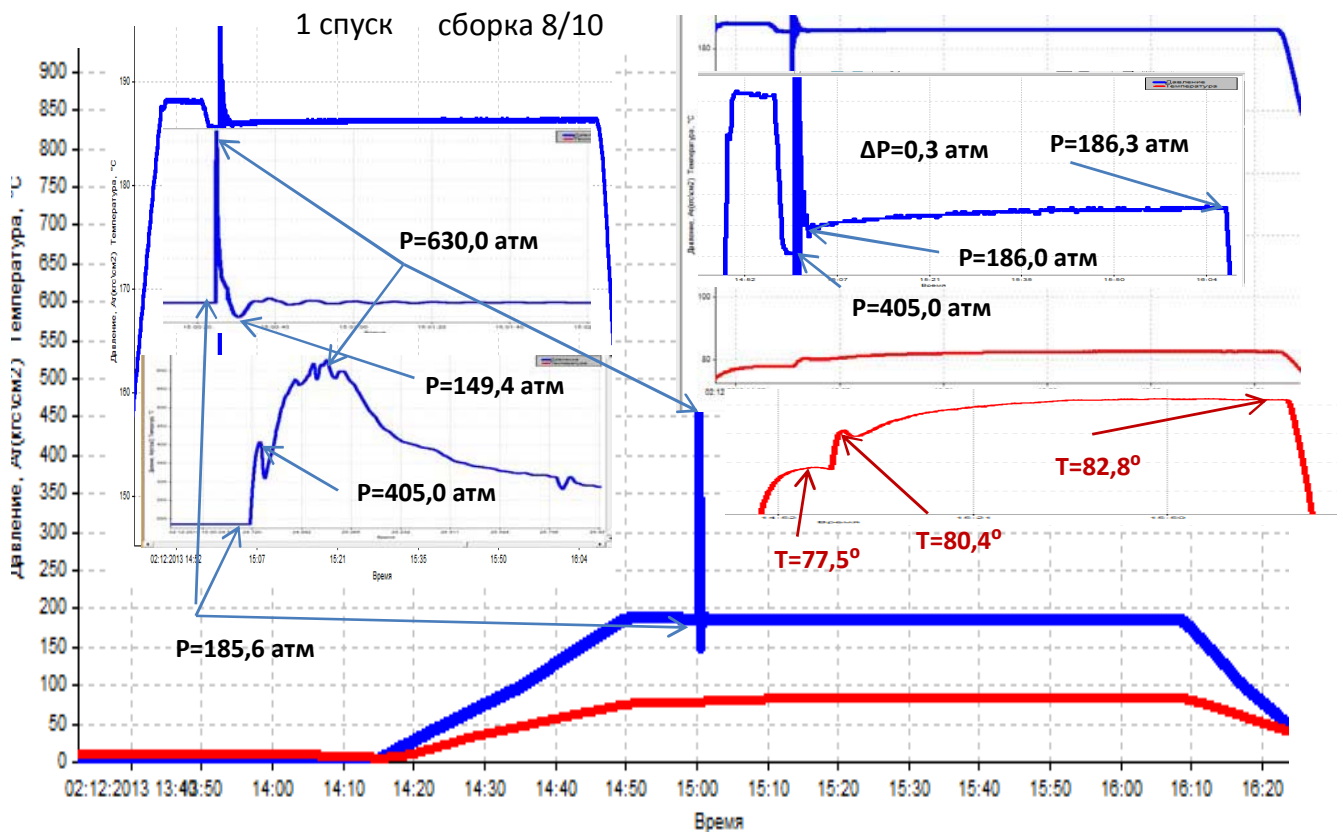


Рис. 8.7. Регистрация прибором АЦМ-8 давления и температуры при спуске сборки 8/10

На рис.8.8-8.10 представлены диаграммы контроля давления и температуры и отдельные их фрагменты, сопровождающие работу генератора ГДК-100, зарегистрированные автономной аппаратурой МИГ36 (2, 3, 4 спуски). Практический интерес представляют, как ударный фронт волн давления, формируемого в процессе схлопывания газового пузыря, так и продукты его реакции, включая и температуру, которая работала на ПЗП и пласт с целью разложения асфальто-смолистых отложений, возможно отложившихся в них в процессе эксплуатации скважины. Температура в момент горения зарядов генератора ГДК-100 на 2 спуске зарегистрирована на уровне $285,2^{\circ}\text{C}$, на 3 спуске $254,7^{\circ}\text{C}$, 4 – $233,6^{\circ}\text{C}$. При этом стоит отметить, что в приборах МИГ36 установлены датчики температуры с верхним пределом измерения 500°C , что позволяет записывать температурный отклик от работы ПВА, при условии ограниченного времени воздействия этого отклика на прибор.

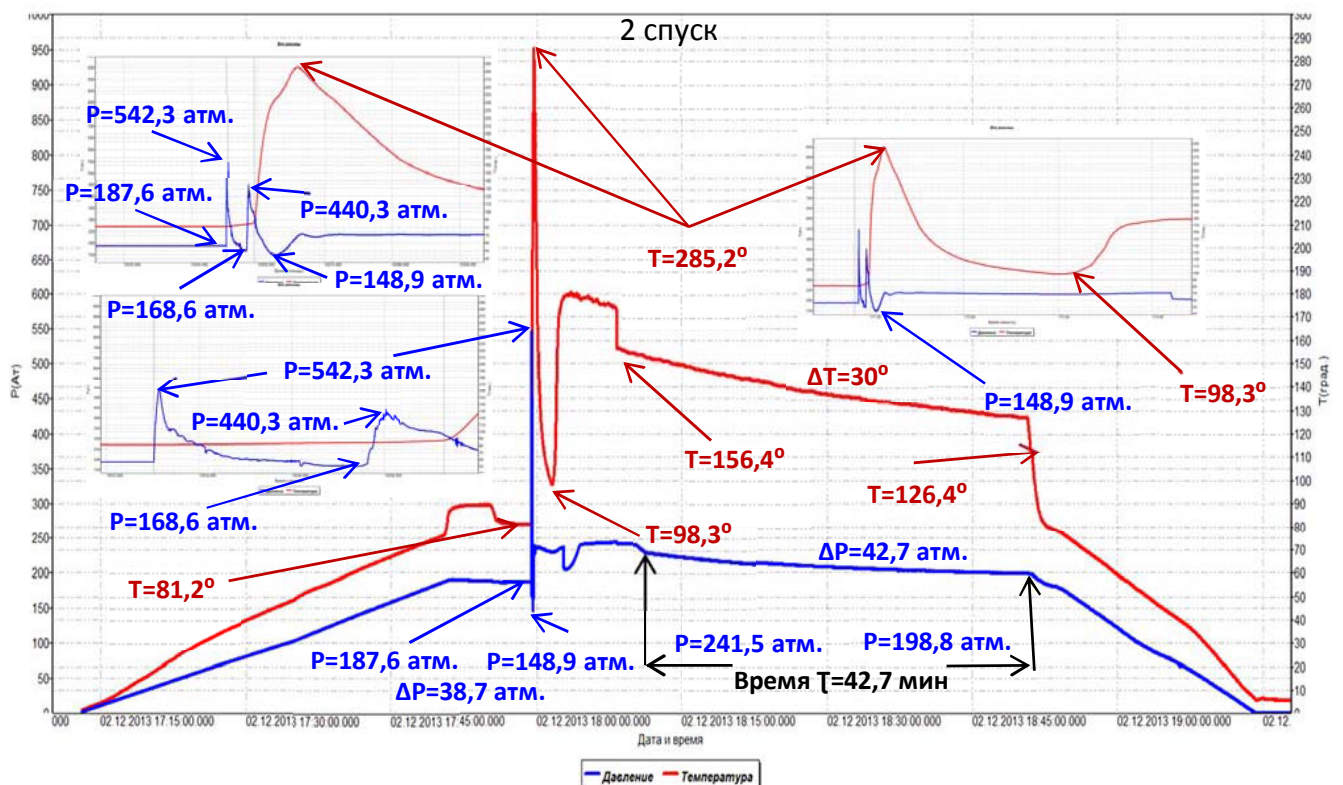


Рис. 8.8. Регистрация прибором МИГ36 давления и температуры при спуске сборки 9/12 (2 спуск)

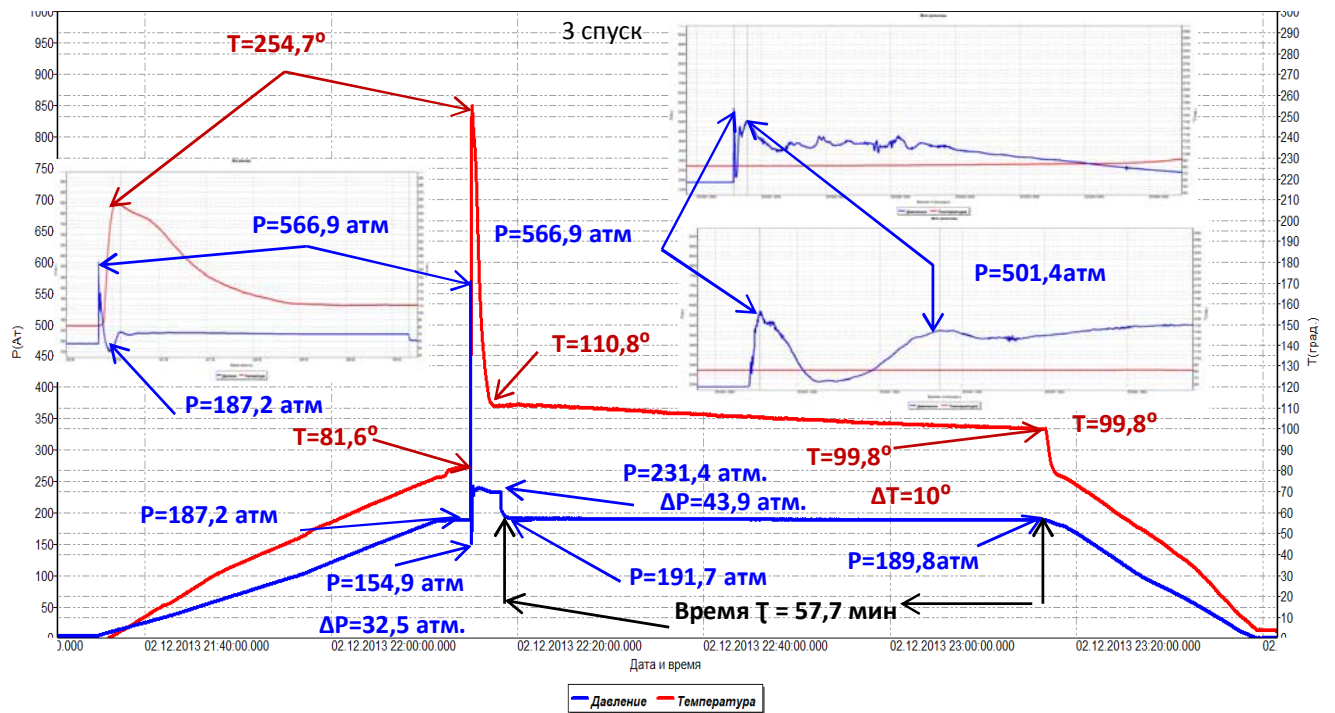


Рис. 8.9. Регистрация прибором МИГ36 давления и температуры при спуске сборки 9/12 (3 спуск)

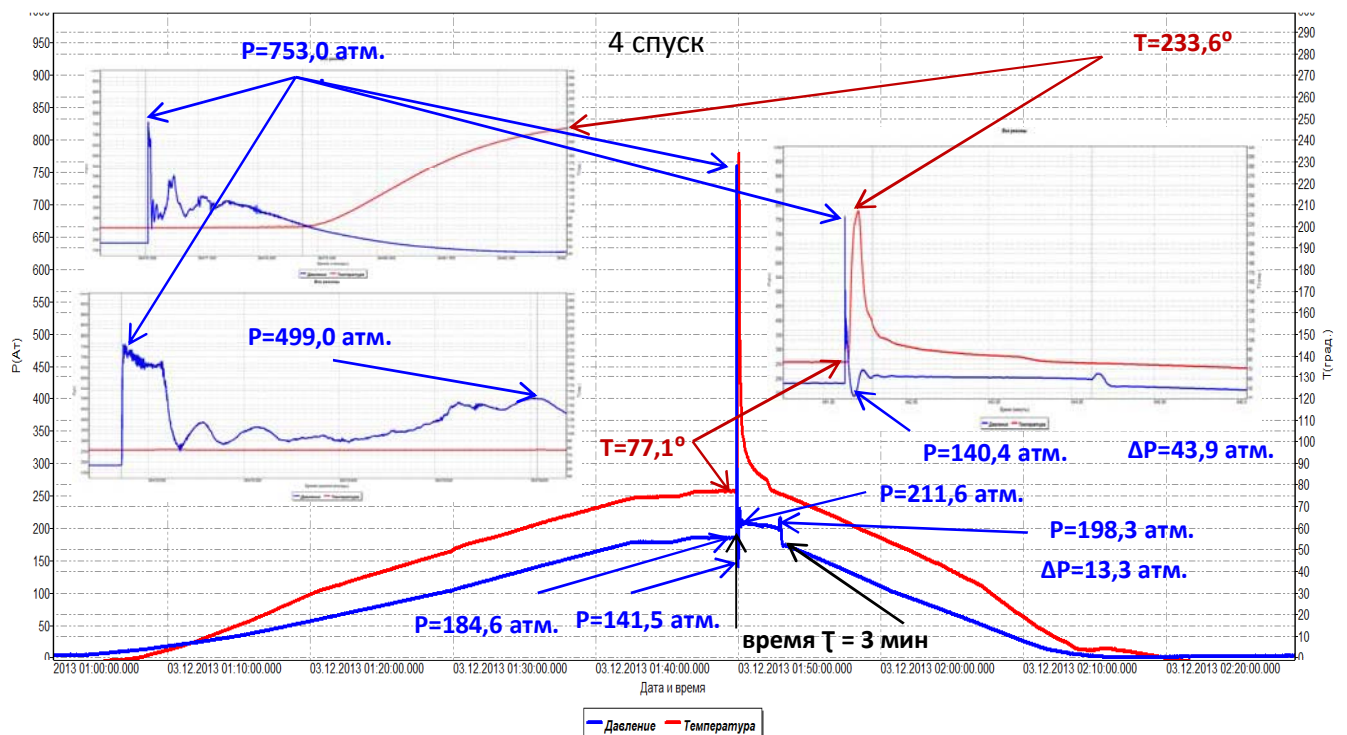


Рис. 8.10. Регистрация прибором МИГ36 давления и температуры при спуске сборки 9/6+6

Представляют интерес не только давление и температура, но и депрессионные воронки, сформированные в результате ударно волновых процессов в период горения зарядов ВЭКС. При 1 спуске депрессионная воронка составила 3,2 МПа. При 2 спуске, в связи с задержкой возгорания зарядов сформировались две воронки с давлением 1,9 и 3,8 МПа, при 3 – 3,3 МПа, 0,4 – 3,3 МПа. Формирование воронок способствовало не только очистке пласта от продуктов загрязнения ПЗП, но и разрушению водонефтяного барьера в случае его формирования в процессе эксплуатации скважины. Наличие данных депрессионных разгрузок, кроме того, способствовало и вызову притока флюида из пласта, что подтверждается ростом давления после завершения работы генератора ГДК-100 на 2, 3 и 4 спусках с последующим падением давления во время стояния на притоке. Так на 2 спуске за 42,7 минут оно снизилось на 4,2 МПа, при 3 спуске за 57,7 минут на 4,3 МПа, 4 спуске за 3 мин на 1,3 МПа.

Воспламенение генератора ГДК-100 при 4 спуске произошло при гидродинамическом давлении столба жидкости в стволе скважины 18,5 МПа, снижение давления относительно 1-го спуска составило 0,4 МПа. Такой темп падения давления свидетельствует о том, что работы по газодинамической обработке пласта проводились практически на уровне $R_{пл}$, сложившегося на момент исследований.

8.2 Комплекс измерительный наземный геофизический «ГеоКИН»

Наземный комплекс предназначен для регистрации на поверхности факта и момента срабатывания ПВА, спускаемой на НКТ или геофизическом кабеле, при проведении ПВР. Комплекс позволяет определять факт и момент срабатывания ПВА, спускаемой на трубах, при инициировании её прокачкой шара или инициирующей штангой.

Аналоги – прибор АНИС уже не выпускается, а сейсмодатчики, подключенные к АЦП геофизической станции не позволяют четко и достоверно фиксировать срабатывание ПВА, особенно при работе насосного оборудования.

Комплекс «ГеоКИН» состоит из датчика, соединительного одножильного кабеля, переходной коробки, измерительной установки, компьютера и футляра. Датчик комплекса устанавливается на устье скважины. Применение переходной коробки позволяет использовать в комплексе одножильный соединительный кабель. Измерительная установка предназначена для регистрации сигнала, поступающего от датчика, и ввода его в компьютер через USB-порт. Переходная коробка и измерительная установка устанавливаются в геофизической станции.

Данные, полученные с USB-порта компьютера, преобразуются и отображаются в графическом виде на экране монитора в реальном времени, а также записываются для документированного контроля факта срабатывания ПВА.

Конструктивное исполнение датчика позволяет, без применения инструмента, быстро и надежно закреплять его на фонтанной арматуре или НКТ. Длина соединительного кабеля 40 метров.

Диапазон рабочих температур датчика и соединительного кабеля от -40 до $+85^{\circ}\text{C}$.

Все части комплекса при транспортировке и хранении укладывают в ударопрочный футляр, выполненный из алюминия (Рис.8.11).



Рис. 8.11. Комплекс измерительный наземный геофизический «ГеоКИН»

Ниже приведены примеры регистрации факта и момента срабатывания различных видов ПВА.

На рис.8.12 показан фрагмент записи комплексом ГеоКИН при перфорации перфоратором ПКТ73, спускаемом на НКТ. Скважина с максимальным углом 67 градусов на глубине 2520 м. Интервал перфорации 2632-2637 м. Инициирование проводилось шаром диаметром 45 мм. На устье скважины, на фланце превентора обсадной колонны, был установлен датчик комплекса «ГеоКИН». В реальном времени проведена запись прокачки шара агрегатом ЦА-320 до момента срабатывания перфоратора.

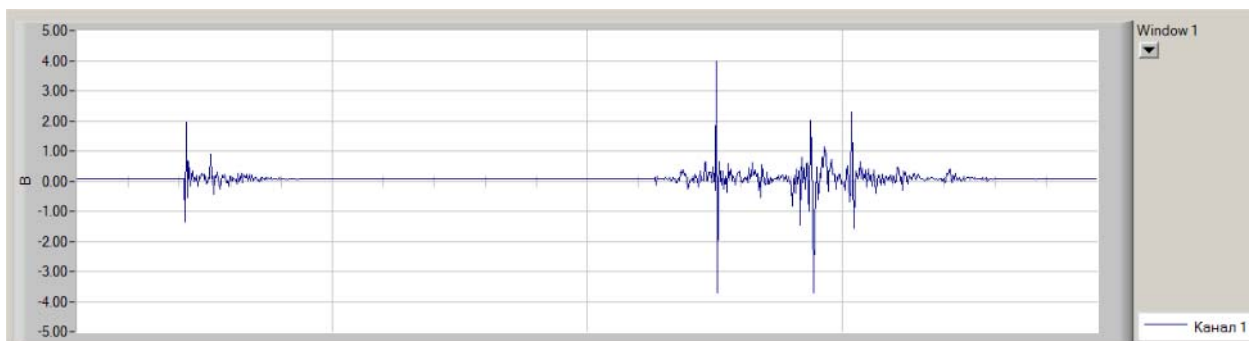


Рис. 8.12. Фрагмент записи комплексом «ГеоКИН» при инициировании перфоратора шаром

На рис.8.13 приведена запись факта и момента срабатывания перфоратора на НКТ типа ПКТ73. Интервал 1850-1856 м. Инициирование проводилось прибором МИГ36, который применили в качестве иницирующей штанги, спускаемой на геофизическом кабеле. На устье скважины, на фланце НКТ, был установлен датчик комплекса ГеоКИН.

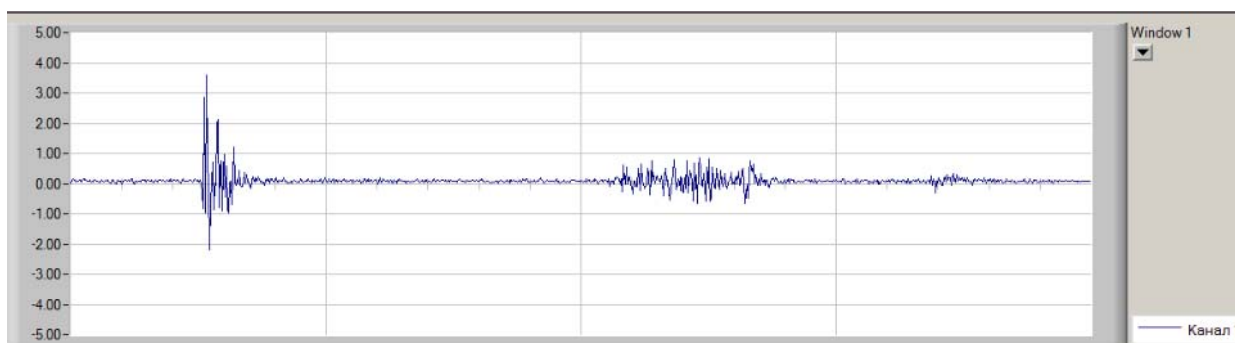


Рис. 8.13. Фрагмент записи комплексом «ГеоКИН» при инициировании перфоратора инициирующей штангой, спускаемой на кабеле

Ниже приведены записи комплексом ГеоКИН при отстреле кабельного перфоратора ПКТ89 (рис.8.14), перфоратора генератора ПГК-102 (рис.8.15) и при поджигании горюче-окислительного состава (ГОС) генератором ПГД-42Т (рис.8.16).

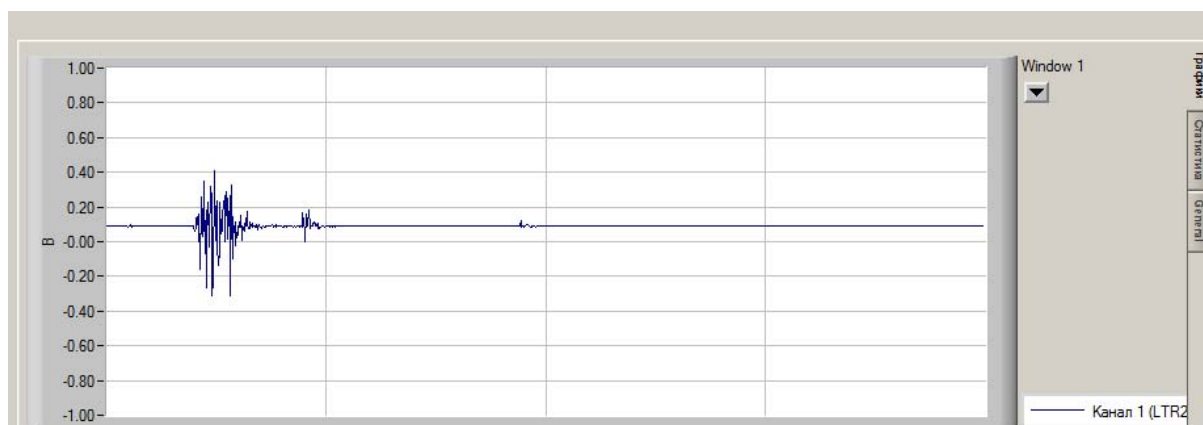


Рис. 8.14. Фрагмент записи комплексом «ГеоКИН» при инициировании перфоратора ПКТ89 на кабеле

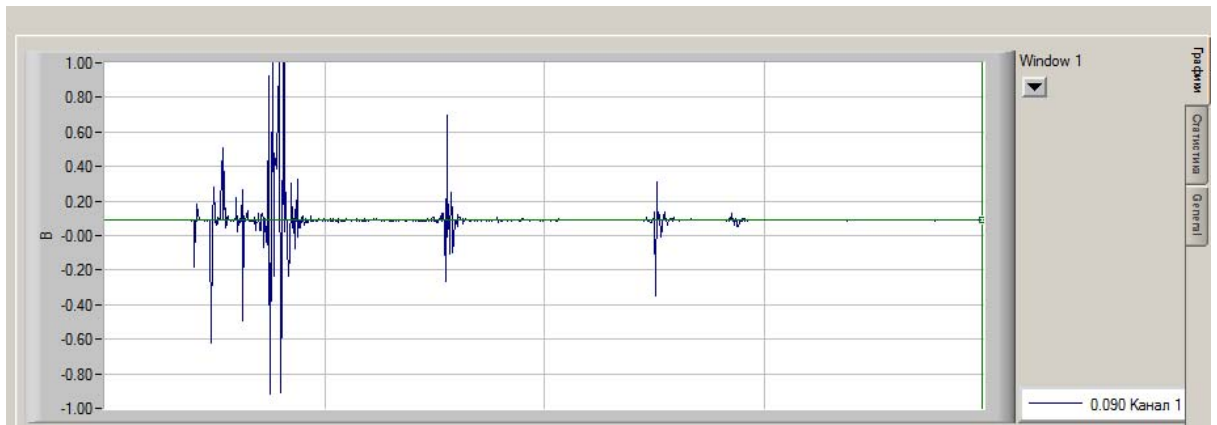


Рис.8.15. Фрагмент записи комплексом «ГеоКИН» при инициировании перфоратора-генератора ПГК-102 на кабеле

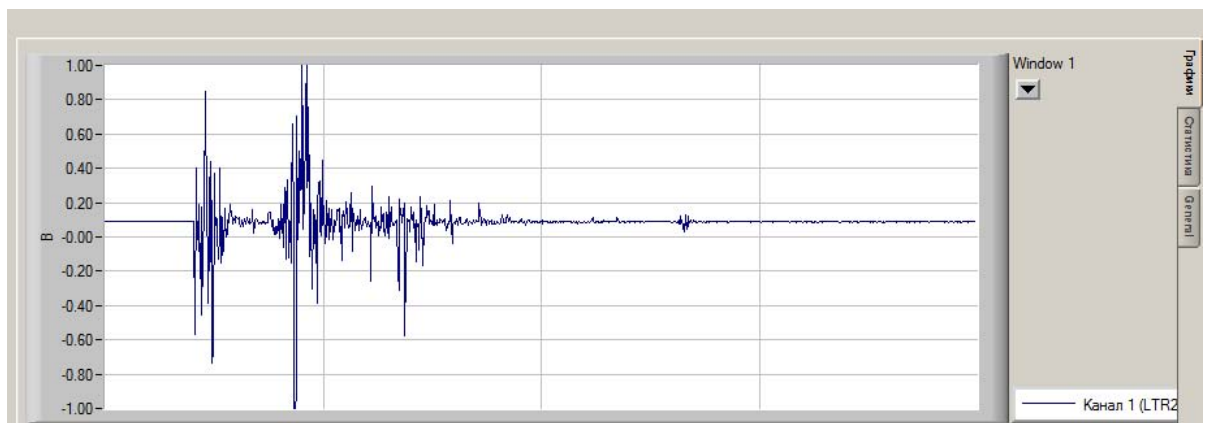


Рис. 8.16. Фрагмент записи комплексом «ГеоКИН» при поджигании горюче-окислительного состава генератором ПГД-42Т

Полученные записи позволяют достоверно интерпретировать факт и момент срабатывания различных видов ПВА.

8.3 Малогабаритный регистратор давления и температуры РАМ

Разработан скважинный манометр диаметром 21мм «Регистратор автономный малогабаритный РАМ1» (Рис.8.17), предназначенный для спуска совместно с перфоратором на НКТ. Прибор устанавливается над головкой перфоратора в «Контейнере приборном перфорационном КПП73», при этом диаметр контейнера соответствует диаметру перфорационной системы. Прибор РАМ1 предназначен

для гидродинамического мониторинга скважин и контроля спускоподъемных операций ПВА.



Рис. 8.17. Регистратор автономный малогабаритный РАМ1

Предполагается выпуск серии приборов РАМ различного функционального назначения. Приборы серии РАМ позволяют записывать не только общую скорость спуска ПВА, но и каждой свечи НКТ в отдельности, технологические или иные простои буровой бригады, факт срабатывания перфоратора и все операции при подъеме ПВА. Таким образом, приборы выполняют роль «черного ящика» контроля ПВР со стороны подрядной геофизической организации и считанная с них информация может служить документированным свидетелем при возникновении нештатных ситуаций.

Глава 9. Реализация технологий газодинамического разрыва пласта в скважинах добывающих компаний

9.1. Газодинамический разрыв пласта в скважинах НК «ЛУКОЙЛ»

Положительные результаты работ по импульсному воздействию на прискважинную зону коллекторов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» [60,66,68,81] получены в течение 1998-2014г.г. «Классическая» технология с использованием ПГД и ГОС получила дальнейшее развитие в форме ГДРП при применении предварительного воздействия на ПЗП комплексными аппаратами МКАВ-150/100 и ПГК-102.

Промышленная разработка месторождений Калининградской области началась в 1975г. Первоначальные дебиты фонтанирующих скважин составляли от 20 до 70 т/сут. После обводнения и перевода на механизированную добычу скважины эксплуатировались с дебитами от 20 до 100 т/сут. Но некоторые скважины в связи с кольтатацией призабойной зоны в процессе бурения или длительным нахождением под глинистым раствором при их консервации простаивали или работали с незначительными дебитами. Ранее применяемые на них методы интенсификации нефтепритока (перестрелы интервала, кислотные обработки, УЭОС, акустическое воздействие) эффекта не дали. На таких скважинах с целью очистки ПЗП и повышения их продуктивности были проведены импульсные обработки с использованием ГДРП в комбинации с комплексными аппаратами и генераторами давления. Результаты применения технологии ГДРП в 1998-2013г.г. приведены в таблице 9.1.

Дополнительная добыча нефти за счет импульсных обработок скважин с использованием ГОС и ПГД, проведенных в ООО «Лукойл-Калининградморнефть» в 1998-2013 г.г.

Таблица 9.1

№№ п/п	Скважина	Дата окончания работ	Способ эксплуатации	Действ. нефтяная добыча до обраб.	Действ. нефтяная добыча после обраб.	↑ по нефти	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	2012
1	12 Ладуш	21.12.1999	фонт.	0,13	0,13	0	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	22
2	20 Ладуш	15.02.2000	фонт.	2	15	13	-	-	3185	4090	3828	3799	5993	2322	0	0	0	0	0	0	0
3	23 Ладуш	25.06.1999	фонт.	0	0	-	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	64 Ладуш	22.12.1999	фонт.	1,6	37	35,4	-	370	14680	13400	15075	16061	11637	11624	12167	9308	9362	10319	6111	0	0
5	67 Ладуш	23.12.1999	фонт.	0	1	1	0	44	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	67 Ладуш	10.02.2000	фонт.	0,1	20/21	20	-	-	6435	7460	7867	6867	6230	4759	3999	1754	0	0	0	0	0
7	34 Ладуш	09.02.2000	фонт.	0,1	25	25	-	-	8855	9620	2146	96	64	32	0	0	0	0	0	0	0
8	39 Ладуш	24.09.1998	фонт.	0	36/40	36	2710	12270	10240	11690	10760	149	188	42	0	0	0	0	0	0	0
9	16 Дейм	12.07.1999	шгн	5/6	4/46	-1	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	63 Дейм	25.08.1998	шгн	5/6		-2	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	70 Дейм	30.11.1999	шгн	3/7	0,2/21	-3	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	12 Гавв	23.07.1999	шгн	0/1	0/18	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	23 Маллин	17.07.1999	шгн	3	4/14	1	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	93 Красн	03.09.1999	шгн	3/5	12/14	9	-	740	1550	1000	337	995	215	22	0	0	0	0	0	0	0
15	5 Сев-Кр	01.09.1998	шгн	0	11/12	11	1370	3715	4205	4035	3295	3360	2541	1133	1351	1443	999	569	468	0	0
16	1 Славск	25.09.1998	шгн	0	20/24	20	1970	879	460	390	655	465	149	171	121	0	0	0	0	0	0
17	35 Ладуш	09.06.2000	фонт.	0,03	0,8	0,8	-	-	145	270	179	265	212	32	0	0	0	0	0	0	0
18	66 Ладуш	19.06.2000	фонт.	1	35	34	-	-	5420	9580	9504	8976	9601	9674	11772	9682	8325	6257	4140	149	0
19	3 Ладуш	21.08.2000	фонт.	2	31	29	-	-	2445	6650	5102	3588	2451	1238	716	730	557	283	0	0	0
20	42 Ладуш	08.09.2000	фонт.	0	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Всего добыто за счет обработок																					
21	9 Сев-Кр	23.06.2004	шгн	0,1	7,8/10	7,7	6050	18018	57620	68185	58748	44621	39281	31049	30126	22917	19243	17428	10719	149	0
22	8 Исак	08.07.2004	шгн	0,03/0,1	8,9/15	8,9							1486	2660	1001	285	0	0	0	0	0
23	17 Алешк	21.07.2004	эцн	0,6/1	2,4/22	1,8							1502	2624	2871	1797	1013	0	0	0	0
24	98 Ушак	05.07.2004	шгн	0,4/3	0,9/9	0,5							106	104	89	58	7	0	0	0	0
25	93 Ушак	23.07.2004	шгн	1,2/3	2,4/16	1,2							289	64	0	0	0	0	0	0	0
26	9 Славск	02.08.2004	шгн	0	2,4/11	2,4							459	715	211	0	104	80	13	0	0
27	14 Славск	14.08.2004	шгн	1,2/2,3	8,5/10	7,3							759	1057	250	0	0	0	0	0	0
28	46 Красн	19.08.2004	шгн	0,8/4,9	5/33	4,2							602	653	956	448	78	434	65	47	37
29	68 Лад	01.09.2004	эцн	1	13,3/17	12,3							1050	4141	3484	4809	2286	482	2919	1625	34
30	65 Зап-Кр	22.09.2004	шгн	0,3/4	2,8/14	2,5							168	281	12	0	0	0	0	0	0
31	16 Славск	06.12.2004	шгн	0,8/0,9	5,8/17,3	5							94	292	0	0	0	0	0	0	0
32	5- Дружб	06.12.2004	фонт.	2,8/2,9	19,1/20,0	16,3							398	2983	2896	2067	755	4538	3651	3840	2694
33	63 Лад	25.12.2004	эцн	6,0	14,9	8,9							7330	20371	15857	16251	13656	9361	10088	9229	4133
Всего добыто за счет обработок																					
34	10 Славское	30.06.2005.	шгн	0,1/0,4	1,5/7,7	1,4								252	463	140	167	21	0	0	0
35	29 Дейминск.	27.07.2005.	шгн	0,2/2,2	0,7/11,8	0,5								63	169	44	0	0	0	0	0
36	8 Зайцевское	21.07.2005.	фонт.	10/10	17,6/17,6	7,6							1167	3376	5478	4636	5029	2135	475	0	0
37	7 Зайцевское	31.07.2005.	фонт.	14/14	21,6/21,6	7,6							967	2003	0	0	0	0	0	0	0
38	2 Зайцевское	15.08.2005	фонт.	11/11	20/20	9							1221	3653	891	1439	23	0	0	0	0
39	24 Ладушинск.	31.08.2005	эцн.	1/1,6	8,9/19,5	7,9								908	1891	1237	631	1510	1477	2101	1412
Всего добыто за счет обработок																					
40	34 Ладушинское	22.04.2006.	эцн	0,7/0,9	3,0/25,5	2,3								4578	11555	7790	6873	6583	3612	2576	1412
41	29 Ладушинское	31.05.2006.	эцн	1/1	16,6/25,8	15,6								2561	1230	103	0	0	0	0	0
42	63 Зап-Красноб	19.05.2006.	шгн	0,03/1	4,1/8,4	4,07								837	1627	651	867	256	275	432	0
43	16 Дейминское	13.06.2006.	шгн	0,6/1	3,3/5,6	2,7								487	265	3	63	16	0	0	0
44	1 Славское	23.06.2006.	шгн	0,6/1	2,8/5,2	4,6								419	10	0	0	0	0	0	0
45	7 Ушаковское	05.07.2006.	шгн	0,07/3,1	3,3/27,7	3,2								619	414	92	124	186	438	71	0
46	2 Западно-Ракит.	07.06.2006.	осв МУБР	0,03/0,17	0,17/0,43	0,14									12	0	0	0	0	0	0
Всего добыто за счет обработок																					
															5452	4097	1027	1123	661	729	503

1	39	Ладушинское	16.07.2007.	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
47	39	Ладушинское	16.07.2007.	эцн	эцн	0.83/1	3.8/26	2.97										406	123	0	0	0	0
48	12	Восточно-Гор.	27.07.2007.	шгн	шгн	0.03/1	4.4/7.1	4.4										616	1127	207	62	53	0
49	14	Славское	08.08.2007.	шгн	шгн	0.5/2.6	2.4/6.4	1.9										262	364	133	0	0	0
50	65	Западно-Красн	27.08.2007.	шгн	шгн	0.04/1	1.9/10.3	1.9										231	227	68	185	31	0
51	61	Западно-Красн	05.09.2007.	шгн	шгн	0.23/3.1	0.977.5	0.7										71	448	439	0	0	0
52	21	Ладушинское	30.09.2007.	фон/эцн	фон/эцн	0.9/0.9	8.7/8.7	7.8										893	1540	832	1219	1205	1777
53	67	Ладушинское	19.10.2007.	фонт.	фонт.	3.2/3.2	9.8/9.9	6.6										247	24	0	0	0	0
54	9	Сев-Красноб	29.10.2007.	шгн	шгн	0.8/4	2.5/13.3	1.7										96	555	277	406	131	20
55	23	Ладушинское	13.11.2007.	эцн	эцн	0/0	5.9/19	5.9										283	2302	1708	1460	2296	3182
56	2	Исаковское	15.11.2007.	шгн	шгн	0.1/9	1.4/56.6	1.3										97	201	17	874	377	275
Всего добыто за счет обработок																							
57	63	Дейминское	30.04.2008	шгн	шгн	0.09/3	2/9.9	1.91											466	58	91	0	0
58	35	Ладушинское	16.06.2008	эцн	эцн	1/1	14.5/19.0	13.5											2723	4563	4066	5232	4969
59	22	Ладушинское	30.06.2008	эцн	эцн	0/0	0/0	0											0	0	0	0	0
60	51	Малиновское	24.07.2008	шгн	шгн	0.03/1.3	0.2/6.2	0.17											32	7	0	0	0
61	29	Ладушинское	31.07.2008	эцн	эцн	0.1/2	7.1/24.4	7											987	1401	0	0	0
62	8	Исаковское	10.08.2008	шгн	шгн	4/6.7	5.7/9.1	1.7											299	205	95	0	0
63	68	Зап-Краснобор	20.08.2008	шгн	шгн	0.87/4	3.4/13.5	2.53											340	464	9	0	0
64	1	Славское	30.09.2008	шгн	шгн	0.08/1.2	2.5/10.4	2.42											223	466	359	83	0
65	42	Ладушинское	01.11.2008	эцн	эцн	0.03/0.03	2.1/22.2	2.07											122	315	73	0	0
66	80	Ушаковское	23.12.2008	шгн	шгн	0.06/3.5	2.1/10	2											13	868	1292	709	21
Всего добыто за счет обработок																							
67	67	Зап-Краснобор	07.06.2009	шгн	шгн	0/0	1.8/27.8	1.8															
68	67	Ладушинское	24.06.2009	эцн	эцн	0/0	23.8/23.9	23.8															
69	43	Ладушинское	06.07.2009	фонт/эцн	фонт/эцн	0/0	7/7.2	7											4110	2329	604	1115	708
70	36	Ладушинское	24.07.2009	эцн	эцн	0/0	9.2/42.8	9.2											1161	3846	859	0	0
71	43	Зап-Краснобор	31.08.2009	эцн	эцн	0.3/2.6	5.5/28.2	5.2											1384	1350	1983	1000	1000
72	6	Ладушинское	21.09.2009	эцн	эцн	0/0	6.2/17.2	6.2											612	1230	1000	958	958
73	61	Зап-Краснобор	05.10.2009	шгн	шгн	2.1/4.8	5.6/9.4	3.5											226	21	0	0	0
74	20	Ладушинское	03.10.2009	фонт	фонт	0/0	12.5/12.5	12.5											1036	3869	3412	1453	1453
Всего добыто за счет обработок																							
75	1	Ладушинское	25.06.2010	конс./эцн	конс./эцн	0/0	6.3/6.5	6.3															
76	16	Ладушинское	26.06.2010	конс./эцн	конс./эцн	0/0	3.0/23.0	3															
77	2	Славское	09.07.2010	шгн	шгн	0.04/1.3	2.4/23.3	2.36											417	217	127	127	127
78	14	Славское	24.08.2010	шгн	шгн	1.1/4.8	4.3/14.9	3.2															
79	16	Дейминское	02.09.2010	шгн	шгн	0.3/0.7	3.1/4.1	2.8															
80	12	Славское	10.09.2010	шгн	шгн	0.04/1.0	2.3/25.1	2.26															
81	68	Зап-Краснобор	14.09.2010	шгн	шгн	0.2/3.5	1.6/8.8	1.4															
82	9	Славское	02.10.2010	шгн	шгн	0.04/2	2.3/27.7	2.26															
83	5	Сев-Краснобор	09.10.2010	шгн	шгн	1.7/9.0	4.3/23.8	2.6															
84	52	Зап-Краснобор	28.10.2010	шгн	шгн	0.2/1.0	2.1/13.0	1.9															
Всего добыто за счет обработок																							
85	41	Ладушинское	27.06.2011	пьеэцн/фонт	пьеэцн/фонт	0/0	28/28	28															
86	61	Западно-Красноб	27.07.2011	шгн	шгн	0.17/1.3	2.4/7.8	2.23															
87	43	Ладушинское	18.07.2011	эцн	эцн	1.2/1.7	2.6/30.8	1.4															
88	8	Исаковское	16.08.2011	шгн	шгн	0.37/3	2.3/9.0	1.93															
89	1	Славское	08.09.2011	шгн	шгн	0.5/2	1.1/8.0	0.6															
90	38	Ладушинское	22.10.2011	пьеэцн/эцн	пьеэцн/эцн	0/0	29.2/30.3	29.2															
91	39	Ладушинское	23.11.2011	эцн	эцн	0.04/2	1.8/45.9	1.8															
92	34	Ладушинское	19.12.2011	эцн	эцн	0.03/2	4.1/51.0	4.1															
93	63	Дейминское	18.12.2011	шгн	шгн	0.1/0.9	1.1/10.0	1															
Всего добыто за счет обработок																							
94	17	Алешинское	21.07.2012	эцн	эцн	0.5/5.7	4.4/38.8	3.9															
Всего добыто за счет обработок																							
17613																							
7752																							
576																							

Особое внимание следует обратить на продолжительность эффекта импульсных обработок с использованием ГОС. Как следует из результатов, приведенных в таблице 2, продолжительность эффекта составляет от пяти до десяти лет. Суммарная накопленная добыча с 1998 г. по 01.12.2004 г. составила 292523 т, из них дополнительная добыча – 279442 т, а в пересчете на одну успешную скважино-операцию 25403,9 т.

9.2. Комплексная двухстадийная технология ГДРП в скважинах НК «УзеньМунайГаз»

Месторождение Узень, расположенное в Мангистауской области Республики Казахстан, открыто в 1961 году и приурочено к крупной асимметричной антиклинали платформенного типа размер, которой 37х9км. Залежь пластовая сводового типа [83].

В разрезе осадочной толщи нижнемеловых и юрских отложений Узеньского месторождения выделяются три этажа нефтеносности.

Основной этаж нефтеносности включает 13-18 горизонты, при этом 13 и 14 горизонты по геологическим запасам и уровням добычи нефти для месторождения являются базовыми. Эти горизонты характеризуются резкой проницаемостной неоднородностью по простиранию и разрезу. Продуктивные пропластки представлены в основном глинистыми песчаниками и алевролитами. Средняя пористость 22-27% и проницаемость 0,179-0,276 мкм².

Относительно небольшие залежи нефти содержатся в 19-24 продуктивных горизонтах нижнего этажа нефтеносности. Залежи 13-18 горизонтов образуют массивную толщу с единым водонефтяным контактом (1130-1150м.). Продуктивная толща 13-18 горизонтов расчленена на 18 пачек, включающих в себя 48 пластов.

Оценка геологических запасов месторождения проводилась «ВНИИнефть» совместно с «КазНИПИнефть»: по мере разбуривания месторождения Узень в 1965г, 1976г., 1979г. и 1987г. произведены оценки запасов нефти. По оценке 1987 года балансовые запасы месторождения Узень составляют 1110,9млн. тонн. По

величине балансовых запасов нефти месторождение Узень относится к уникальным. При принятом для месторождения проектом КИН – 0,45, начальные извлекаемые запасы нефти составляют около 500 млн. тонн.

Дифференцированный подсчет запасов (КазНИПИнефть) показал, что почти половина запасов нефти месторождения (45,4%) находится в коллекторах с проницаемостью 50 – 300 мД, около четверти (23,4%) в коллекторах с проницаемостью 300-1000 мД. На долю запасов, приуроченных к коллекторам с проницаемостью более 1000 мД, приходится 11,7 % от общего количества нефти, а к низкопроницаемым, с проницаемостью менее 50 мД, - 19,5%. Таким образом, можно сказать, что больше половины (64,9%) запасов приурочены к пластам с низкими и очень низкими коллекторскими свойствами.

Нефть характеризуется как высокопарафинистая (до 28% парафина) и смолистая. Пластовое давление близко, а на некоторых участках горизонтов ниже давления насыщения, что приводит к выделению газовой фазы в пласте и на забое скважины. Выделение газа из нефти приводит к значительному увеличению ее динамической вязкости. Нефть проявляет вязкопластичные свойства; динамика её фильтрации определяется превышением градиента давления над предельным напряжением сдвига флюида.

В литологическом отношении продуктивная толща представлена чередованием песчано-алевролитовых и глинистых прослоев. Коллектор продуктивных горизонтов поровый, представлен терригенными породами – песками, песчаниками, алевритами, алевролитами. Коллектор дифференцирован по 4 типам:

1 тип – песчаники мелко-среднезернистые и средне-мелкозернистые с низким содержанием цемента.

2 тип – песчаники мелкозернистые, алевристые, глинистые, спорадически карбонатные, среднесцементированные

3 тип – алевропесчаники средне- и плотносцементированные

4 тип – алевролиты крупнозернистые, местами песчанистые, неравномерноглинистые, плотно- и среднесцементированные

Залежи относятся к пластово - сводовому типу.

Использованная комплексная технология обработки ПЗП [82] скважин Узеньского месторождения базируется на необходимости предварительной подготовки интервала к мощному динамическому воздействию путем применения комплексных аппаратов с заданными параметрами плотности перфорации, диаметра перфорационного канала и его длины, а также оптимальной фазировки перфорационных отверстий. Пример реализации такой двух стадийной обработки показан на рис.9.1. Использовался малогабаритный комплексный аппарат МКАВ-150/100 и генератор ПГД-42Т.

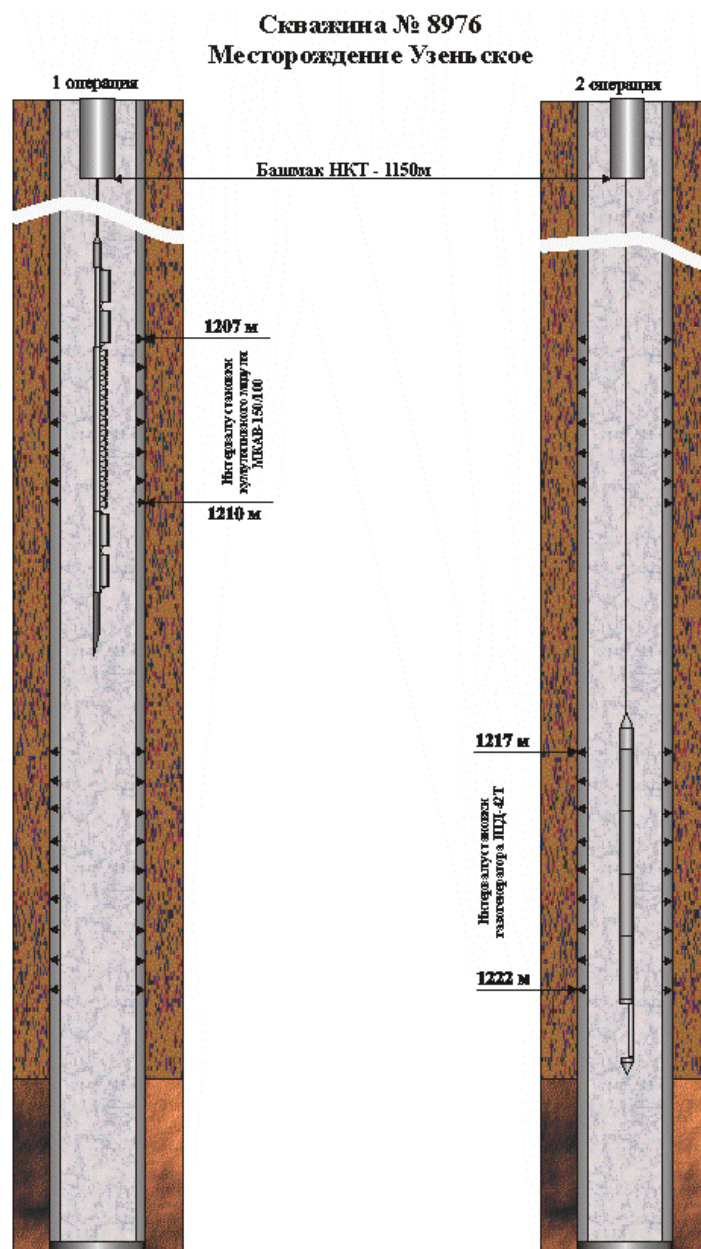


Рис. 9.1 Двухстадийная схема ГДРП

Результаты комплексных обработок скважин Узеньского месторождения

Таблица 9.2

№ п. п.	№ Сква- жины	Дата обра- ботки	Интервал перфо- рации	Исполь- зуемая аппара- тура	Интервал уста- новки	Qж. до обра- ботки (м³/ сут)	% обв. до обра- ботки	Qж. после обра- ботки (м³/ сут)	% обв. после обра- ботки
1	4768	17.03.2 004	1304- 1309м. 1319- 1323м.	МКАВ- 150/100	1319- 1323м 1304- 1309м	7	26	18	26
2	905	09.03.2 004	1203- 1216м 1189- 1193м	МКАВ- 150/100 ПГРИ-100	1207- 1212м 1203- 1207м 1193- 1198м	8	30	43	25
3	8976	15.03.2 004	1203- 1222м	МКАВ- 150/100 ПГД-42Т	1207- 1210м 1217- 1222м	5	73	11	70
4	1489	10.03.2 004	1148- 1154м 1156- 1158м	МКАВ- 150/100 ПГРИ-100	1148- 1154м 1144- 1148м	4	60	20	28
5	8017	20.03.2 004	1169- 1174м 1178-	ПГД-42Т ПГРИ-100	1167- 1172м 1158-	10	40	20	62

			1183М 1186- 1189М		1164М				
6	5793	04.04.2 004	1308- 1314М	МКАВ- 150/100 ПГРИ-100	1308- 1314М 1297- 1303М	9	38,5	20	33
7	6172	11.04.2 004	1320- 1322М 1336- 1350М	МКАВ- 150/100 ПГД-42Т	1320- 1324М 1319- 1324М	10	55	28	55
8	6173	24.04.2 004	1342- 1345М 1358- 1363М 1365- 1371М 1377- 1381М	МКАВ- 150-100 ПГРИ-100	1342- 1345М 1358- 1363М	5	25	17	22
9	4906	20.05.2 004	1202- 1205М 1192- 1196М	ПГД-42Т ПГРИ-100	1200- 1205М 1188- 1192М	6	35	13	39
10	4326	28.05.2 004	1344- 1349М 1360- 1363М	ПГК-102	1360- 1363М 1346- 1349М 1344- 1347М	8	30	18	30

11	6067	27.05.2 004	1345- 1348М 1340- 1343М 1322- 1330М	ПГК-102	1345- 1348М 1340- 1343М	5	30	18	85
				ПГРИ-100	1317- 1322М				
12	884	30.09.2 004	1593- 1595М 1602- 1626М	ПГК-102 ПГРИ-100	1622- 1625М 1604- 1610М	4	89	33	30
13	7750	14.12.2 004	1293- 1295М	ГП 105	1293- 1295М	4	27	5	30
14	5992	17.12.2 004	1324- 1328М 1330- 1332М	ПГК-102	1324- 1327М	7	55	15	55
15	4741	10.12.2 004	1181- 1184М 1189- 1196М	ГП 105	1192- 1194М 1182- 1184М	2	60	3	60
				ТГГ-85	1192- 1194М				
16	5202	11.12.2 004	1179- 1183М 1198- 1201М	ПГК-102	1198- 1201М 1180- 1183М	2	40	8	39

9.3. Импульсные обработки скважин технологиями ГДРП с использованием твердотопливных генераторов давления в скважинах ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»

Особенностью технологии является последовательное использование в скважине аппаратов, характеризующихся различными скоростями нарастания импульса давления и термобарическими характеристиками в зоне обработки [61,73,87]. При быстром сгорании твердого топлива в генераторе ПГД-170МТ достигается скорость нарастания давления, приводящая к разрушению любого материала, закупоривающего каналы перфорации. Поступление окиси и двуокиси углерода от сгорания генераторов в ПЗП уменьшает вязкость нефти, тем самым повторно “возбуждая нефть” и облегчая инициацию потока. В результате применения полногабаритных аппаратов ПГД.БК-100М происходит наращивание протяженности образованных каналов дренирования и их остаточного раскрытия. Немаловажным фактором применения этих аппаратов на второй стадии импульсного воздействия является зафиксированное знакопеременное нагружение породы в обрабатываемом интервале с амплитудами 3,0-10 МПа в течение 30-40 с. Известно, что “глубокая” (более 6,0 МПа) депрессия на пласт необходима и желательна сразу после разрыва, когда за счет высокой скорости обратного потока происходит вынос значительной части разрушенной породы в скважину. Депрессии меньших амплитуд (1,4-5,5 МПа) благоприятны для очистки каналов дренирования при более продолжительном времени их действия.

**Добыча нефти за счет импульсных обработок скважин с использованием
твердотопливных генераторов давления в ОАО «Удмуртнефть»**

Таблица 9.3

Скважина	Дебит нефть/жидкость, т/сут			Накопленная дополни- тельная добыча, т
	До обработки	После обработки	+ по нефти	На 01.12.2001 г.
1504 Гремихинская	0,7 / 1,1	7,9 / 8,3	7,2	1754
442 Киенгопская	2,4 / 2,8	4,9 / 6,0	2,5	105
1505 Гремихинская	0,8 / 1,4	9,3 / 10	7,5	805
4167 Лиственское	3,4 / 3,8	3,8 / 4,6	0,4	52
1515 Гремихинская	0,5 / 1,8	7,4 / 15,2	6,9	622
1525 Гремихинская	0,3 / 0,5	0,1 / 13,1	0	7
1505 Мишкинская	0,8 / 1,0	1,3 / 1,9	0,5	195
4161 Лиственское	1,0 / 1,3	1,8 / 3,0	0,8	55
1503 Гремихинская	0,6 / 2,3	4,2 / 22,9	3,6	1047
1642 Мишкинская	3,9 / 6,2	4,4 / 5,7	0,5	13
121Р Гремихинская	1,5 / 2,0	2,9 / 5,4	1,4	579
1520 Гремихинская	3,2 / 4,3	8,9 / 10,2	5,7	1261
605 Мишкинская	0,8 / 1,0	1,4 / 1,9	0,6	53

**9.4. Газодинамический разрыв пласта в скважинах месторождения
«Белый Тигр» СП «Вьетсовпетро» (СРВ).**

Работы выполнены малогабаритными аппаратами комбинированного воздействия различных модификаций [71,125,161].

Аппарат для комбинированного воздействия на пласт представляет собой двухмодульную сборку, состоящую из малогабаритного (калибром 1 11/16") кумулятивного перфоратора типа LINK или STRIP производства компании DYNAenergetics GmbH & Co. KG (Германия) и малогабаритного газогенератора давления российского производства. Инициирование зарядов перфоратора и единичных элементов газогенератора осуществляется единой детонационной линией в составе электродетонатора ПГ-170 или аналогичного ему Dynawell 1018

и шнура ДШТВ-150/800, либо аналогичным ему Octocord 185PT. Пластовая температура в интервале обработки на всех объектах достигает 150 °С [71].

Результаты выполненных работ сведены в табл. 9.4.

Результаты обработок скважин месторождения «Белый Тигр» аппаратом МКАВ

Таблица 9.4

Номер скважины	Объект	Способ эксплуатации	Интервал воздействия, м	Количество операций	Дебит, т/сут		Обводненность, %	
					До ОПЗ	После ОПЗ	До ОПЗ	После ОПЗ
605	Нижний олигоцен	Газлифт	3911-3826	6	1	32	1,5	0
802	Фундамент	Фонтанный	3663-3620	6	0	32	0	20
76	Нижний олигоцен	Газлифт	3911-3880	4	3	3-10	40	18-40
508	Нижний олигоцен	Газлифт	3989-4075	6	13	62	48	44
920	Нижний олигоцен	Газлифт	3587-3664	6	0	110	0	18

9.5. Результаты газодинамического разрыва пласта в скважинах

ООО «РН-Ставропольнефтегаз» и нефтяных компаний

Ставропольского края

Работы по интенсификации нефтепритоков с использованием технологий ГДРП на основе твердотопливных генераторов давления и комплексных аппаратов выполнены в 17 скважинах ООО «РН-Ставропольнефтегаз», в скважинах ОАО «Кировское НГДУ», ОАО «Ингушнефтегазпром», ООО «РН-Дагнефть» и ЗАО «Юг-Георесурс». Определение типов и параметров кумулятивных перфораторов, вида импульсных аппаратов, их компоновки и места установки относительно интервала перфорации в скважинах №206 и №208 месторождения Зимняя Ставка, №230 Ачикулакская и №38 Урожайная ООО «РН-Ставропольнефтегаз» осуществлялось на основе анализа геолого-технических характеристик скважин, истории их освоения и эксплуатации, а также прогнозной продуктивности нефтенасыщенных интервалов путем математического

моделирования импульсного воздействия и расчета параметров процесса ГДРП [65]. Во всех остальных случаях работы проведены под руководством специалистов ОАО «Ставропольнефтегеофизика» по разработанным регламентам технологии ГДРП.

Следует отметить, что работы по интенсификации нефтепритоков выполнены в скважинах со снизившимися показателями продуктивности и в скважинах, в которых не получены притоки в результате их освоения и в скважинах, вышедших из бурения.

1. Величаевское месторождение, Сква. №256. Перфорация продуктивного интервала протяженностью 13 м выполнена зарядами ЗПКО-89Е-170. Импульсное воздействие (одна скважино-операция) проведено генератором давления типа ПГРИ-50К. Дебит скважины по нефти до воздействия составлял 6,5 т/сут. После воздействия – 7,0 т/сут. Суммарная накопленная добыча по скважине на 1.10.2003г. составила 4332 тонны, дополнительная добыча – 350 тонн.

2. Култайское месторождение, Сква. №4. Перфорация скважины в зоне продуктивного интервала выполнена с использованием малогабаритного перфоратора ПР-43. Обработка проперфорированного интервала протяженностью 4м проведена двумя аппаратами ПГД.БК-150 последовательно в течение двух спусков. Скважина бездебитная до обработки. После импульсного воздействия дебит скважины по нефти составил 16,5 т/сут., по жидкости – 17,6 м³/сут. Накопленная добыча по скважине на настоящее время составила 1854 тонны.

3. Восточное месторождение, Сква. №20П. Реперфорация интервала проведена кумулятивным перфоратором ПКО-89, использован генератор ПГД.БК-150. Дебит скважины до обработки по нефти – 9,33 т/сут., после обработки – 11т/сут. Накопленная добыча составила на 01.10.2003г. – 4732 тонны, дополнительная – 1300 тонн.

4. Безводненское месторождение, Сква. №28. Перфорация интервала протяженностью 4м выполнена зарядами ЗПКО-89Е-170, реперфорация – зарядами ЗПКО-73Е. Скважина бездебитная до импульсного воздействия. В результате применения генератора ПГД.БК-150 (одна операция) дебит скважины

по нефти составил 4,8 т/сут., по жидкости – 58 м³/сут. Накопленная добыча на 01.10.2003г. составляет 554 тонны.

5. Восточное месторождение, Сква. №10 Скважина бездебитная до обработки. Продуктивный интервал протяженностью 3м вскрыт перфоратором ПКТ-73, реперфорация (повторная перфорация) выполнена с использованием малогабаритного перфоратора ПРК-42. Импульсная обработка с использованием технологии с ПГД.БК-150. Дебит скважины после воздействия составил 15 т/сут. по нефти и 18 м³/сут. по жидкости. Накопленная добыча составляет 3875 тонн нефти, дополнительная – 3875 тонн.

1. Пушкарское месторождение, Сква. №107 Скважина бездебитная. Протяженность интервала, вскрытого перфораторными зарядами ЗПКО-89Е-170, составляла 16м. В результате использования технологии на основе генератора ПГД.БК-150 дебит скважины по нефти составил 13 т/сут., по жидкости -17 м³/сут. На настоящее время накопленная добыча составила 2334 тонны.

2. Восточное месторождение, Сква. №220вб. Работы с твердотопливными генераторами давления ПГД.БК-150 не дали продолжительного результата из-за высокого содержания парафина в нефти. Бездебитная скважина начала работать с дебитом 10м³/сут. по жидкости и 6т/сут. по нефти. В этом случае необходима повторная обработка скважины с использованием термогазогенератора типа ТГГ-85. Суммарная дополнительная добыча – 405 тонн.

3. Месторождение Русский Хутор, Сква. №76. Скважина бездебитная по нефти с 2,4-2.7м³/сут соленой воды. Протяженность интервала, вскрытого перфораторными зарядами ЗПКО-89Е, составляла суммарно 7 м. В результате использования технологии на основе генератора ПГД.БК-150 дебит скважины не увеличился.

4. Скважины №141 Правобережная пласт VIIJ и №55 Ачикулакская пласт 1К1 обработаны генератором ПГД-42Т. Генераторы устанавливались в центральной части интервалов перфорации, что не во всех случаях оправдано. Результатов обработки скважин в нашем распоряжении нет.

5. Месторождение Ачикулакское, скважина №217. Пласт 1К1 мощностью 7м вскрыт перфоратором ПКО-89 с плотностью 25 отв./м. Обработка выполнена генератором ПГД-42Т в среде ГОС. Дебит скважины по жидкости увеличился с 6,56м³/сут. до 10,38 м³/сут., по нефти с 3,56 т/сут. до 5,66 т/сут. Суммарная накопленная добыча составляет 1400 тонн.

6. Ачикулакское месторождение, Сква. №230. Первоначально геологической службой ОАО «Ставропольнефтегаз» к вскрытию кумулятивным перфоратором с одновременной импульсной обработкой определен интервал 3611-3617м пласта T_{inf}. Выбор интервала произведен на основании результатов геофизических исследований, параметры которых трактуются неоднозначно. В результате проведения газового каротажа и получения признаков проявления углеводородов было принято решение об использовании малогабаритных комплексных аппаратов воздействия МКАВ-150/100 для работы в выбранном интервале. Всего проведено две операции по вторичному вскрытию с одновременной импульсной обработкой интервала. В результате получен приток чистой воды в объеме 180 м³/сут. Специалистами Заказчика сделан вывод о водонасыщенности коллектора и ошибочности интерпретации ГИС. После изоляции интервала 3611-3617м принято решение о переходе на объект 1К1 в интервале 2830-2819м. Выполнены две операции с аппаратом МКАВ-150/100. Предварительно интервал вскрыт зарядами ЗПКТ-89Н. В результате освоения дебит скважины по нефти составил 27 т/сут., по жидкости – 48 м³/сут. Накопленная добыча составляет 405 тонн. Следует отметить, что приток на объекте 1К1 27 т/сут. получен впервые, стандартный дебит скважин, эксплуатирующих этот объект не превышают 10-12 т/сут.

7. Месторождение Зимняя Ставка, Сква. №208 Работы с использованием комплексного аппарата МКАВ-150/100 выполнены в интервале 3430-3436м пласта IVJ. Получен приток скважинной жидкости в объеме 108 м³/сут. при 100% содержании воды. Ранее скважина работала с дебитом по нефти в 24 т/сут. После запланированных работ по исследованию колонны и снятию профиля притока для выяснения причин обводнения продукции был заменен насос на

насос вдвое меньшей производительности. Скважина вышла на дебиты, характерные до обработки.

8. Урожайное месторождение, Сква.№38. Для вторичного вскрытия с одновременным импульсным воздействием определен интервал пласта ПУУ протяженностью 10 м по скважине. Нижняя часть интервала протяженностью 4м вскрыта кумулятивными зарядами ЗКУ-50 с плотностью 12 отв./м. Далее последовательно проведены две операции по вскрытию 3-х метровых интервалов колонны с одновременным импульсным воздействием на ПЗП комбинированным аппаратом ПГК-102. При этом в составе перфораторного модуля использованы заряды серии «БО», в результате срабатывания которых диаметр отверстия в колонне составляет 18-24 мм, в отличие от 9-11 мм канала стандартных зарядов. Такой входной увеличенный канал позволяет получить оптимальные условия для проникновения высокотемпературной газо-жидкостной струи продуктов сгорания твердого топлива в породу-коллектор, в результате чего эффективность импульсной обработки ПЗП существенно повышается. В настоящее время скважина интенсивно осваивается с использованием глубокого компрессирования и уже получен приток скважинной жидкости, содержащей нефть, газ и воду. Сведений об объемах добываемой продукции на настоящее время нет.

9. Месторождение Зимняя Ставка, Сква.№206. С использованием комплексного аппарата МКАВ-150/100 обработан интервал 3442-3438 м пласта ПУУ, из которого до проведения работ получали 3 т/сут. нефти. В результате освоения увеличения притока не получено. Причина – отсутствие коллектора в результате ошибки интерпретаторов Заказчика.

10. Месторождение Зимняя Ставка, Сква. №111п и Правобережное, Сква. №104 Юра VI и VII обработаны генераторами ПГД.БК-150 и ПГД-42Т. Результаты работ представлены в таблице 9.5.

11. ОАО «Кировское НГДУ, скв. №19 Советская. Обработка коллектора Chd проведена в два этапа: первоначальная реперфорация интервала комплексным аппаратом МКАВ-150/100, повторное импульсное воздействие генератором ПГД-42Т. Технология двукратного импульсного воздействия

разрабатывалась на основе математического моделирования и расчета параметров воздействия с использованием пакета специально разработанных программ. В результате дебит скважины по нефти увеличился с 6-ти до 11 т/сут. Данных по накопленной добыче на настоящее время нет.

12. ЗАО «Юг-Георесурс», скв.№1 Янтарное. Работы на скважине выполнены с целью подтверждения и подсчета запасов по объекту ПК1, т.к. после выхода из бурения скважину освоить не удалось. Использовались комбинированный аппарат МКАВ-150/100 и полногабаритный генератор ПГД.БК-150. В результате импульсного воздействия получен приток жидкости около 20 м³/сут., в том числе 6т/сут. по нефти. Подсчитанные запасы защищены в ЦКЗ.

13. ОАО «НК «Роснефть-Дагнефть», скв.№19 Равнинная. Работы проведены в открытом стволе для воздействия на плотные, устойчивые карбонаты. По результатам ГИС коллектор определялся неоднозначно. По настоянию Заказчика импульсное воздействие проведено аппаратами ПГД-42Т в кислотной ванне и ПГД.БК-150 в технической воде. Приток не получен. Сделан вывод о том, что коллектор в интервале открытого ствола отсутствует.

По состоянию на 01 октября 2003г. объем дополнительно добытой нефти составил около 12 477 тонны.

Общая эффективность работ по импульсному воздействию на ПЗП продуктивных пластов составила 75% (без учета скважин, информация по которым на настоящий момент отсутствует).

Качество вторичного вскрытия пластов с использованием импульсного воздействия на ПЗП продуктами горения твердых ракетных топлив с целью интенсификации нефтепритоков на примере рассмотренных скважин не вызывает сомнений. Повышение общей эффективности работ или сохранение ее на уровне 70-80%, что само по себе представляет высокий показатель, может базироваться на более тщательном выборе объектов для обработок и расширении инструментария выполнения работ. Например, успешная обработка скв.№38 с использованием комбинированного аппарата ПГК-102 с кумулятивными зарядами

серии «БО» (большое отверстие) предопределяет необходимость продолжения работ с этим аппаратом, расширения области и объемов его использования. В результате будет определена область наиболее эффективного применения комбинированных аппаратов и технологий на их основе, разработан технологический регламент перфорации с одновременным импульсным воздействием.

В любом случае расширение технической базы и технологических приемов для проведения работ по интенсификации добычи приведет к повышению показателей разработки месторождений.

Перечень скважин и результаты применения газодинамического разрыва пласта

Таблица 9.5

Скв.№ Месторожде-ние	Пласт	Кол- во опе- ра- ций	Интервал перфо- рации	Дебит до проведения обработки		Дебит после проведения обработки	
				по жидк.	по нефти	по жидк.	по нефти
217 Ачикулакское	I K1	1		6,56	3,56	10,38	5,66
20 п Восточное	T	1		10,63	9,33	12,56	11
256 Величаевское	VII J	1	3440 - 3453	9,5	6,5	10,28	6,96
4 Култайское	XIII K1	2	3291 - 3295	0	0	17,56	16,5
10 Восточное	VI J	1	3410 - 3413	0	0	18,17	14,92
28 Безводненское	III J	1	3232 - 3238	0	0	58,8	4,8
111пб Зимняя Ставка	VII J	1	3416 - 3422	13,6	7,4	13,97	3,57
107 Пушкарская	VII ₁₊₂ J	1	3403 - 3419	0	0	17	13
206 Зимняя Ставка	VII J	1	3442 - 3438	5	3	притока нет	
208 Зимняя Ставка	VII J	1	3430 - 3436	34	24	34	24
230 Ачикулакское	T _{inf}	2	3611 - 3617	из бурения		180	0
230 Ачикулакское	I K1	2	2830 - 2823	из бурения		48	27
Восточное 220вб	VI J	1	3407 - 3412	0	0	10	6
Урожайное 38	VII J	2		39	27	в освоении	
ОАО «Кировское НГДУ»							
Советская 19	Chd	2	2847 - 2849 2849 - 2859	9	6	19	11
ОАО «Ингушнефтегазпром»							
Заманкульская 52		2	2940 - 2950	нет данных			
ОАО «НК «Роснефть-Дагнефть»							
Равнинная 19	T1		открытый ствол	из бурения		не коллектор	
ЗАО «Юг-Георесурс»							
Янтарная 1	II K1	2	3029,5-3032	0	0	19,7	5

Заключение

В результате выполненных исследований разработаны и внедрены в практику научно-обоснованные высокоэффективные методы и средства повышения производительности скважин путем установления эффективной гидродинамической связи скважины с пластом, составившие аппаратурно-технологический комплекс на основе использования энергии взрыва и горения, принципиально отличные от существующих методов и средств воздействия на прискважинную зону пласта, учитывающие современные достижения в области физики быстропротекающих процессов, законов внутренней баллистики скважинных систем, гидродинамических и геомеханических процессов в прискважинной зоне пласта при различных схемах его нагружения.

На основе решения сформулированных в работе задач:

1. Разработаны принципы конструирования скважинных генераторов давления на основе высокоэнергетических конденсированных систем, комбинированных аппаратов и систем воспламенения к ним.
2. Теоретически и на основе численного моделирования изучен процесс распространения давления и температурный режим в перфорированной скважине при горении зарядов высокоэнергетических конденсированных систем (ВЭКС) и горюче-окислительных составов (ГОС) и их влияние на образование трещин в пластах с различными физико-механическими свойствами.
3. Установлено, что в результате срабатывания генераторов давления и генераторных модулей комбинированных аппаратов на основе высокоэнергетических конденсированных систем в перфорированной скважине:
 - возникает знакопеременное давление, при этом в прискважинной зоне пласта образуется либо сеть разнонаправленных трещин (малогабаритные генераторы давления), либо двусторонние вертикальные остаточные трещины (ГОС и полноразмерные генераторы давления);

- расчетная длина трещин, образуемых в пласте составляет от 2м до 15м в зависимости от геолого-технических условий и типа аппарата, используемого в технологии ГДРП;

- расчетная длина трещин при использовании технологии газодинамического разрыва пласта с ГОС составляет 15-30 м.

4. Разработан аппаратурно-технологический комплекс газодинамического разрыва пласта (ГДРП) для установления эффективной гидродинамической связи скважины с пластом, включающий перфораторы с широкими возможностями регулирования параметров перфорации, твердотопливные генераторы давления и комплексные аппараты, технологически адаптированные к широкому кругу геолого-технических условий выполнения работ.

5. Предложен поэтапный подход к работе со скважиной и пластом, предусматривающий постепенное наращивание степени силового воздействия на пласт с использованием разработанных аппаратов и технологий ГДРП на их основе.

6. Разработана экспресс-методика определения радиуса ухудшенной проницаемости ПЗП без проведения дополнительных гидродинамических исследований, которая позволяет выбрать тип аппарата и уровень силового воздействия для преодоления зоны ухудшенной проницаемости в ПЗП, что обеспечивает повышение успешности и качества проведения операций ГДРП.

7. Разработаны и внедрены в практику прострелочно-взрывных работ аппаратурно-измерительные средства сопровождения ГДРП, повышающие эффективность и безопасность работ.

Результаты выполненных исследований и разработок нашли широкое применение в практике нефтедобывающих компаний России и за рубежом. В условиях современных геополитических и экономических реалий предложенные технологии и аппаратура, базирующиеся только на отечественных комплектующих и материалах, а так же использующие собственные программные продукты для проектирования и контроля параметров процессов могут способствовать эффективной эксплуатации месторождений углеводородов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 А.с. 912918, МКИ Е 21 В 43/26. Способ разрыва пласта порохowymi газами/ Б.М.Беляев, И.П.Королев, В.Ф.Поздняков, Н.С.Санасарян, Р.А.Слиозберг, В.А.Усик. - № 2966505/22-03
- 2 А.с. 933959 СССР. МКИ Е 21 В 43/26. Пороховой генератор давления для скважин / Б.М.Беляев, Р.А.Слиозберг, Ю.Н.Кулешов, Г.И.Орлов, В.Ф.Комаров . № 3000924/22-03
- 3 Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по выдаче разрешений на применение конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах. Приложение к приказу Ростехнадзора №112 от 29.02.2008г.
- 4 Бабаев В. В., Будымка В. Ф., Сергеева Т. А. и др. Теплофизические свойства горных пород. — М.: Недра, 1987 – 156с.
- 5 Балашканд М.И. Импульсная знакопеременная обработка призабойной зоны скважин с целью интенсификации притоков // НТВ «Каротажник», вып.79. Тверь, 2001. – С.77-85.
- 6 Балашканд М.И., Андреев Ю.Н., Казнин В.А. Обработка призабойной зоны пласта импульсами давления // Нефтяное хозяйство. №8, 1990. – С.71-74.
- 7 Баренблатт Г.И. О равновесных трещинах, образующихся при хрупком разрушении. – ПММ, 1959.- Т.ХХІІІ. -№3. – с.434-444, - №4.- С.702-721, - №5. – С.893-900
- 8 Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Яремийчук Р.С. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин.В 6-ти тт. Т.4, Кн. 1. Гидроразрыв пласта – Краснодар. – Просвещение – Юг. – 2004. – 326с.
- 9 Баум Ф.А., Станюкович К.П., Челышев В.П., Шехтер Б.И. Физика взрыва. - М.: Физматгиз, 1975 – 704с.

- 10 Белин В.А., Грибанов Н.И., Шилов А.А., Пелых Н.М. Методы разрушения пласта-коллектора энергией горения энергетических конденсированных систем: Учебное пособие. – М.: МГГУ, 2011. – 213с.
- 11 Беляев Б.М. Состояние и пути совершенствования обработки пласта порохowymi газами / Прострелочно-взрывные работы в глубоких скважинах // Сборник научных трудов. – М.: НПО «Нефтегеофизика», 1981, С.76-84.
- 12 Беляев Б.М., Санасарян Н.С. Расчет оптимальной поверхности заряда пороховых генераторов давления // Прострелочно-взрывные работы в скважинах. - М., ВНИИгеофизика, 1981 – С.72.
- 13 Беляев Б.М., Санасарян Н.С., Улунцев Ю.Г. Исследование процесса горения порохового заряда в скважине // Прикладная геофизика-М.,1986. -№ 115 – С.103-108
- 14 Беляев Б.М., Санасарян Н.С., Улунцев Ю.Г., Грибанов Н.И. и др. Инструкция по применению пороховых генераторов давления ПГД.БК в скважинах. – ВИЭМС, 1989. – 68с.
- 15 Божко Г.И., Куртинов В.М., Фалк И.Б. Вскрытие продуктивных пластов перфораторами на трубах. - М.: ВИЭМС, 1990г. С.7, 17-28, 40
- 16 Войтенко Ю.И., Михалюк А.В., Токарчук А.В. Импульсный гидроразрыв пористой среды // Прикладная механика и техническая физика. – 1992. - № 1. – С. 98-102.
- 17 Вольницкая Е.П., Вольницкая Э.М., Мойзис С.Е. Пневмоимпульсная технология восстановления производительности скважин. // Вода и водоочистные технологии. Украинский научно-практический журнал. 2003. - № 4. - С. 59-60.
- 18 Гаврилов Н.И., Гайворонский И.Н., Шахназаров Г.Г. Регулирование допуска на рынок геофизических услуг, технологий, а также прострелочно - взрывной аппаратуры по критериям безопасности. // Безопасность труда в промышленности.- 2005 - №6 - С.4-9

- 19 Гайворонский И. Н. Эффективность вскрытия пластов перфорацией / НТВ Каротажник. Тверь, 1998, вып. 43.-С.73-77.
- 20 Гайворонский И. Н., Кончаков В. Н., Леоненко Г. Н. Особенности вторичного вскрытия пластов и его геофизическое сопровождение в различных глубинных условиях / НТВ Каротажник. Тверь, 1999, вып. 65.- С.124-128.
- 21 Гайворонский И. Н., Тебякин В. М., Хальзов А. А. Современные методы вторичного вскрытия пластов / Нефтяное хозяйство. 2003, № 5. – С.43-48.
- 22 Гайворонский И.Н. Перспективы развития взрывных методов повышения производительности нефтегазовых скважин / Сборник: Интенсификация и восстановление нефтяных скважин с помощью конденсированных энергетических систем – Материалы Научных советов РАН и ТПП РФ – Под ред. акад. РАН Б.П.Жукова и акад. РАН К.В.Фролова. – М.: 1993.- С.10-12.
- 23 Гайворонский И.Н. Состояние и перспективы развития методов интенсификации нефтепритоков в нефтяных и газовых скважинах взрывными и импульсными методами // НТВ «Каротажник» - Тверь: ГЕРС. 1998 Вып.43. С.40-46.
- 24 Гайворонский И.Н., Меркулов А.А., Балдин А.В., Улунцев Ю.Г. Обеспечение эффективной гидродинамической связи скважины с пластом при вторичном вскрытии. // НТВ Каротажник - Тверь, Изд. АИС, 2006, Вып. 10 -11, С.153-169
- 25 Гарифов К.М., Максutow Р.А. Исследование колебания давления в скважине при горении в ней порохового заряда. М., - Деп. во ВНИИОЭНГ, - 1980, -№661.
- 26 Генератор с регулируемым импульсом давления ПГРИ-100. Техническое описание и инструкция по эксплуатации ПГРИ-100.000 ТО. / Малаховское отделение АНПФ «Геофизика». – М., 1994. -22с.
- 27 Годунов С.К., Забродин А.В., Иванов М.Я. и др. Численное решение

многомерных задач газовой динамики - М.: Наука, 1976, - 400с.

- 28 Головка стреляющая гидромеханическая ORION-02 / Руководство по эксплуатации ВГС-БСГ-000 РЭ, 2010г.
- 29 Грибанов Н.И., Крощенко В.Д., Любимов В.С., Михайлов А.А. и др. Газодинамический разрыв пласта с применением жидких горюче-окислительных составов // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. – 1999. – Вып.60. – С.67-74.
- 30 Грибанов Н.И., Санасарян Н.С., Слиозберг Р.А. Техника и технология интенсификации притоков из скважин // В сб. Прострелочно-взрывные и импульсные виды работ в скважинах. – М.: ВИЭМС, 1989. – С.166-174.
- 31 Губарь В.А., Караогланов С.А., Набуда Ахмед Саид Аль Способ импульсной обработки призабойной зоны пласта // Международная заявка РСТ / RU01 / 00520, 05.12.2002, № W002/097238 A1.
- 32 Дуванов А.М., Балдин А.В. Совершенствование конструкции пороховых генераторов давления // Научно-технический вестник Каротажник. Тверь, изд.АИС. - 2003.- № 106. - С.139-150.
- 33 Дуванов А.М., Воробьев Л.С., Балдин А.В. и др. Перфоген новое устройство для одновременного вскрытия и газодинамической обработки пласта //Нефтяное хозяйство. - 2003.-№11.- С.87-88.
- 34 Дуванов А.М. Безопасные воспламенители и баллиститные заряды для скважинных газогенерирующих устройств. // НТВ «Каротажник».- Тверь: изд. АИС.- 1999, вып. 64 – С.110-114.
- 35 Дуванов А.М., Гайворонский И.Н., Михайлов А.А., Челышев В.П., Шкиткин Б.В. Методы интенсификации притоков в нефтяных и газовых скважинах с использованием энергии взрыва и горения взрывчатых материалов. / Региональная и морская геофизика; методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых: Обзор. - М.: ВНИИ экон.минер.сырья и геол.-развед.работ. ВИЭМС, 1990 - 34с.
- 36 Желтов Ю.П. Деформации горных пород. - М.: Недра, 1966 – 198с.

- 37 Желтов Ю.П., Христианович С.А. О механизме гидравлического разрыва нефтеносного пласта. Изв. АН СССР, ОТН, 1955. - №5. – С.3-41.
- 38 Залогин В.П., Кулешов Ю.П. Создание комплексных аппаратов для одновременного вскрытия пластов и интенсификации притоков. // НТВ «Каротажник». Тверь; Изд. АИС., 2000. Вып. 78. С.51-57.
- 39 Зотов В.С., Альнабуда А.С.Д. и др. Метод газоимпульсной обработки скважин. – СПб.: «Галея Принт», 2004.-200с.
- 40 Зыков В.А. Методология, теория и методы геофизического воздействия на пласт // Актуальные проблемы геологии нефти и газа / Материалы второй региональной научно-практической конференции (Кремсовские чтения). – Ухта, 1999. – С.177-182.
- 41 Зыков В.А., Васенин Д.В. Состояние теории и методов геофизического воздействия на углеводородный пласт с поверхности земли // Сборник научных трудов. Ухта: УГТУ, 2002. – С.91-96.
- 42 Зыков В.А., Умняев В.Г. Классификация и состояние геофизических методов воздействия на пласт из скважин // Сборник научных трудов. Ухта: УГТУ, 2002. – С.82-86.
- 43 Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти .- М.: Наука, 2000. - 414с.
- 44 Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. – М.: Недра-Бизнесцентр. – 2006. – 565с.
- 45 Иконников Ю.А. Итоги работ по повышению нефтеотдачи пластов и ремонту скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ» в 2004г. Материалы Совещания Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа ОАО "ЛУКОЙЛ" "Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО "ЛУКОЙЛ" за 2003 год", - М., Изд. «ПИАР-квадрат», 2005 – С.19-27
- 46 Инструкция по применению пороховых генераторов давления ПГД.БК

в скважинах / ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика». – М., 1989.- 80с.

- 47 Интенсификация и восстановление нефтяных скважин с помощью конденсированных энергетических систем / (по материалам Научных советов РАН и Торгово-промышленной Палаты РФ) под ред. акад. РАН Б.П. Жукова и акад. РАН К.В. Фролова. – Дзержинский: ЛНПО «Союз», 1993 – 60с.
- 48 Карасев В.А. Термометрические исследования при воздействии на пласт продуктами горения порохов // Нефтегазовая геология и геофизика - 1979 - № 2 – С.18-21
- 49 Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. – М.: Недра, 2007, 35с.
- 50 Кожемяко О.В., Сиротко В.А. Состояние и пути развития термических методов добычи нефти // ВНИПИтермнефть. - Краснодар, 1988/ Деп. в ВНИИОЭНГ 09.03.88, №1515
- 51 Колясов С.М., Крощенко В.Д., Челышев В.П. и др. Маловязкие горюче-окислительные составы для обработки продуктивных пластов в целях повышения производительности скважин // В сб. Прострелочно-взрывные и импульсные виды работ в скважинах. – М.: ВИЭМС, 1989. – С.82-94.
- 52 Кудинов В.И., Сучков Б.М. интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов. – Самарское книжное издательство, 1996. – 437с.
- 53 Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. – Самара: самарское книжное издательство, 1996. – 411с.
- 54 Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми породами. – М.: Недра, 1997. – 396с.
- 55 Максимов В.М. О современном состоянии нефтедобычи, коэффициента извлечения нефти и методах увеличения нефтеотдачи // Бурение и нефть - 2011 - №02, С.26-32

- 56 Максutow P.A., Сизоненко О.Н. и др. Использование электровзрывного воздействия на призабойную зону скважины // Нефтяное хозяйство, 1985 - №1 – С.34-35
- 57 Матвиенко Ю.Г. Модели и критерии механики разрушения. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2006 - 328с.
- 58 Меркулов А. А., Улунцев Ю. Г., Гимаев А.Ф. Об оценке протяженности зоны ухудшенной проницаемости вокруг скважины // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело" – 2011 - №3 - С. 165-168. http://ogbus.ru/authors/Merkulov/Merkulov_1.pdf
- 59 Меркулов А.А. Конструктивно-технологические особенности перфорации и аппаратура для проведения прострелочно-взрывных работ / Нефтяное хозяйство. - 2013. №5. - С.84-87
- 60 Меркулов А.А. Разработка и внедрение комплекса оборудования и технологий газодинамического разрыва пласта для повышения эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений / Меркулов А.А., Гайворонский И.Н., Ликutow А.Р., Дудаев С.А. // Материалы 7-го Российско-Китайского симпозиума по промысловой геофизике. - Иркутск, 2012.- С.73-89.
- 61 Меркулов А.А. Экспресс-оценка радиуса зоны ОПЗ / Меркулов А.А., Улунцев Ю.Г., Гимаев А.Ф. // Тезисы докладов IX научно-практической конференции "Геология и разработка месторождений с трудно извлекаемыми запасами". - Геленджик. - 15-17.09.2009 -С.30
- 62 Меркулов А.А. Влияние параметров вскрытия пласта перфорацией на образование трещины при ГРП / Меркулов А.А., Гайворонский И.Н., Улунцев Ю.Г. // Материалы Совещания Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа ОАО "ЛУКОЙЛ" "Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО "ЛУКОЙЛ" за 2006 год", - М., 2007. - С.226-232
- 63 Меркулов А.А. Влияние параметров вскрытия пласта перфорацией на образование трещины при ГРП / Меркулов А.А., Гайворонский И.Н.,

- Улунцев Ю.Г. // Материалы конференции НТО нефти и газа им. Акад. И.М.Губкина "Геология, разработка и эксплуатация нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами". - М., 2007.- С.61-66
- 64 Меркулов А.А. Влияние параметров вторичного вскрытия пласта на образование трещин при ГРП / Меркулов А.А., Улунцев Ю.Г., Гимаев А.Ф., Василевский Д.В. // Тезисы докладов VII научно-практической конференции "Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами". - Геленджик. - 25-27.09.2007. - С.47-48.
- 65 Меркулов А.А. Газодинамические методы вскрытия пластов / Меркулов А.А., Балдин А.В., Дуванов А.М. // Нефтяное хозяйство. - 2006. - №9. - С.115-117.
- 66 Меркулов А.А. Газодинамический разрыв пласта: аппаратура, технологии, цели / Меркулов А.А., Дуванов А.В., Швец В.С., Кодолов В.В., Потапов М.Г. // Бурение и нефть. - 2007. - №7/8. - С.54-56.
- 67 Меркулов А.А. Газодинамический разрыв пласта и ГРП / Меркулов А.А., Улунцев Ю.Г., Гимаев А.Ф., Василевский Д.В. // Тезисы докладов VII научно-практической конференции "Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами". 25-27.09.2007 – Геленджик, 2007. - С.48-49
- 68 Меркулов А.А. Импульсные и акустические технологии интенсификации нефтедобычи и аппаратура регистрации параметров процесса воздействия / Меркулов А.А., Назин С.С. // Материалы Международного технологического симпозиума "Интенсификация добычи нефти и газа". - М., 2003.- 36 с.
- 69 Меркулов А.А. Импульсные технологии интенсификации и гидроразрыв пласта (часть I) // Нефтяное хозяйство.- 2007 - № 9. – С.127-129
- 70 Меркулов А.А. Импульсные технологии интенсификации и

гидроразрыв пласта (часть II) // Нефтяное хозяйство.- 2008 - № 1. – С.86-88

- 71 Меркулов А.А. Комбинированное воздействие на продуктивные коллекторы месторождения Белый Тигр / Меркулов А.А., Назин С.С., Слиозберг Р.А., Улунцев Ю.Г., Лой К.М., Донг Ч.Л., Туен Н.В. // Нефтяное хозяйство. - 2000. - №10. - С.89-91
- 72 Меркулов А.А. Комплекс аппаратуры и технологии газодинамического разрыва пласта для интенсификации добычи нефти, газа и газового конденсата / Меркулов А.А. // Тезисы докладов V международной научно-практической конференции "Освоение ресурсов трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей" 03-06.10.2005. - Геленджик, 2005. - С.53-54
- 73 Меркулов А.А. Комплекс оборудования и технологий газодинамического разрыва пласта для повышения эффективности разработки месторождений / Меркулов А.А., Гайворонский И.Н., Ликутов А.Р. // Нефтяное хозяйство. - 2012. - №8. - С.122-125
- 74 Меркулов А.А. Новое поколение кумулятивных перфораторов и технологий вторичного вскрытия / Меркулов А.А. // Тезисы докладов VI научно-практической конференции "Роснефть" "Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами". 12-14.09.2006 –М., 2007 - С.38-39
- 75 Меркулов А.А. Новый подход к импульсно-волновой технологии для интенсификации нефтяных и нагнетательных скважин / Меркулов А.А., Казнин В.А., Чен О.Л., Шаймарданов А.Ф. // Бурение и нефть. - 2005. - №10. - С.16-17
- 76 Меркулов А.А. О возможностях управления параметрами вторичного вскрытия пласта по данным комплексов ГИС / Меркулов А.А., Ликутов А.Р., Бернштейн А.М., Криман Э.И., Солохин В.Ю. // Сборник статей "Эффективное управление процессами разработки и доразведки залежей углеводородов на основе данных комплекса

- скважинных спектрометрических ядерно-физических методов исследований", ФБУ "Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых РФ", ЗАО "НТЦ ГЕОТЕХНОКИН", - 2011. - С.46-48
- 77 Меркулов А.А. Обеспечение эффективной гидродинамической связи скважины с пластом при вторичном вскрытии / Меркулов А.А., Гайворонский И.Н., Балдин А.В., Улунцев Ю.Г. // Материалы Совещания Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа ОАО "ЛУКОЙЛ" "Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО "ЛУКОЙЛ" за 2005 год", - М., 2006. - С.237-243
- 78 Меркулов А.А. Перфорационные системы для вторичного вскрытия пластов, современная аппаратура и импульсные технологии интенсификации нефтепритоков / Меркулов А.А., Ликотов А.Р. // Материалы Совещания Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа ОАО "ЛУКОЙЛ" "Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО "ЛУКОЙЛ" за 2003 год", - М., 2004.- С.252-258
- 79 Меркулов А.А. Повышение информативности прострелочно-взрывных работ в скважинах / Меркулов А.А., Ликотов А.Р., Сильвачев В.В., Ковалев А.Ф. // НТВ Каротажник. - 2014. - №7 – С.81-99
- 80 Меркулов А.А. Прострелочно-взрывная аппаратура как объект нормативно-правового регулирования / Меркулов А.А., // Безопасность труда в промышленности. - 2012. - №11. - С.45-47.
- 81 Меркулов А.А. Результаты импульсного воздействия на продуктивные коллекторы месторождений ОАО "Лукойл-Калининградморнефть" / Меркулов А.А., Соболев М.А., Слиозберг Р.А., Улунцев Ю.Г. // НТВ Каротажник. - 1999. - №57 - С.24-35.
- 82 Меркулов А.А. Результаты использования импульсных технологий интенсификации нефтепритоков на месторождениях НК "ЛУКОЙЛ" и

- "УзеньМунайГаз" / Меркулов А.А., Гайворонский И.Н., Бижанов А.Н., Баймуханбетов С.Г. // НТВ Каротажник. - 2005. - №12-13. -С.98-114.
- 83 Меркулов А.А. Результаты использования импульсных технологий интенсификации нефтепритоков на месторождениях НК "ЛУКОЙЛ" и "УзеньМунайГаз" / Меркулов А.А.// Материалы Совещания Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа ОАО "ЛУКОЙЛ" "Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО "ЛУКОЙЛ" за 2004 год", - М., 2005. - С.244-250
 - 84 Меркулов А.А. Техничко-технологические основы газодинамического разрыва пласта // НТВ Каротажник – Тверь. Изд. АИС, 2012 - №6 - С.116-152
 - 85 Меркулов А.А. Условия эффективности газодинамического разрыва пласта. // НТВ Каротажник - Тверь, Изд. АИС, 2012. - №6. - С.80-86
 - 86 Меркулов А.А., Ликотов А.Р., Шепель К.Ю., Исаев Исследования эффективности парного расположения зарядов по заданной спирали для вскрытия продуктивного пласта перфораторами /ДОБЫЧА НЕФТИ' 2013 Международная научно-практическая конференция 28-30 мая 2013г. г. Речица, Беларусь – С.54.
 - 87 Меркулов А.А., Назин С.С., Слиозберг Р.А., Улунцев Ю.Г., Швец В.С., Малюгин В.М. Реализация импульсных технологий воздействия на пласт, средства контроля параметров процесса. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС, 2001. – Вып. 86. – С. 36-55.
 - 88 Михайлов Н.Н. Физика нефтяного и газового пласта (физика нефтегазовых пластовых систем): Том 1: Учебное пособие.- М.: МАКС Пресс, 2008. – 448с.
 - 89 Михеев М.А., Михеева И.М. Основы теплопередачи. - М.: Энергия, 1977 – 344с.
 - 90 Мищенко И.Т., Ибрагимов Л.Х. Разработка и внедрение технологии

- управляемого волнового воздействия на призабойную зону пласта // Нефтепромысловое дело №4-5, 1995 – С.15.
- 91 Молчанов А.А., Бакланов А.А., Блохина Е.С. Выбор технологии интенсификации нефтяных скважин при поздней и завершающей стадиях разработки месторождений // НТВ «Каротажник» - Тверь: ГЕРС - 2008. Вып.5 (170) - С.66-78.
 - 92 Морозов Н.Ф. Математические вопросы теории трещин. – М.: Наука. Главная редакция физико-математической литературы, 1984 - 256с.
 - 93 Новиков А.А. Основные направления совершенствования разработки и повышения нефтеотдачи пластов месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ» Материалы Совещания Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа ОАО "ЛУКОЙЛ" "Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО "ЛУКОЙЛ" за 2003 год", - М., Изд. «ПИАР-квадрат», 2005 – С.17-19
 - 94 Новожилов В.В. К основам теории равновесных трещин в упругих телах // ПММ. 1969. Т. 33. Вып. 5. С. 797-812.
 - 95 Новожилов В.В. О необходимом и достаточном критерии хрупкой прочности. – ПММ, 1969. –вып.2 - С. 212-222.
 - 96 Об утверждении Положений о лицензировании в области взрывчатых материалов промышленного назначения: Постановление Правительства Российской Федерации № 279 от 16.04.2008 // Собрание законодательства Российской Федерации, 2008, №16, ст.1704
 - 97 Павлов В.И., Романенко В.С. и др. Исследование воспламенения смесевых топлив взрывным импульсом. //Прострелочно-взрывные и импульсные виды работ в скважинах: Сб. научных трудов ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика».-М.: МГП «Геоинформмарк».-1992 - С.25-31.
 - 98 Пат. 4548252 США, МКИ Е 21 В 43/263. Controlled pulse fracturing.

- Lawrence R.Stowe, Warren F.Johnson (США); № 596492; Заявл. 04.04.84; Оpubл. 22.10.85; НКИ 166-299.
- 99 Патент на полезную модель №51397 Россия. Устройство для вторичного вскрытия с одновременной газодинамической обработкой пласта / Меркулов А.А., Асланов М.А., Василевский Д.В.; 10.02.2006
- 100 Патент на полезную модель №98047 Россия. Теплогазогенератор для улучшения фильтрации пласта в его прискважинной зоне / Меркулов А.А., Дуванов А.В., Кондаков О.Н., Новиков Н.И., Улунцев Ю.Г.; 27.09.2010
- 101 Патент № 21129045 Россия. Способ заканчивания скважин. 31.12.1998
- 102 Патент № 2170339 Россия. Способ и устройство для перфорации скважин и трещинообразования в пласте. 16.07.2001
- 103 Патент № 2493357 Россия. Способ вскрытия пласта кумулятивными зарядами / Меркулов А.А., Ликутов А.Р., Шепель К.Ю, Шуров В.М., Хальзов А.А., Кожин В.Н.; 20.09.2013
- 104 Патент № 2500881 Россия. Способ инициирования перфораторов, спускаемых на насосно-компрессорных трубах / Меркулов А.А., Ликутов А.Р., Перепелицын А.И., Сильвачев В.В., Шуров В.М.; 10.12.2013
- 105 Патент № 5355802 США. Способ и устройство для перфорации на депрессии и создании трещин в скважине. 18.10.1994
- 106 Патент №2105874 Россия. Способ обработки призабойной зоны пласта скважин / Губарь В.А., 1996
- 107 Патент №2147330 Россия. Способ обработки призабойной зоны пласта скважин / Губарь В.А. и др., 2002
- 108 Патент №2179235 Россия. Устройство для совместной перфорации скважины и образования трещин в пласте / Меркулов А.А., Назин С.С., Слиозберг Р.А., Улунцев Ю.Г.; 10.02.2002.
- 109 Патент №2235874 Россия. Способ измерения давления с контролем калибровки при срабатывании прострелочно-взрывных аппаратов и

- автономный регистратор давления для его осуществления / Меркулов А.А., Назин С.С., Улунцев Ю.Г. ; 10.09.2004
- 110 Патент №2242590 Россия. Устройство для перфорации скважины и образования трещин в прискважинной зоне пласта / Меркулов А.А., Крощенко В.Д., Ликутов А.Р., Улунцев Ю.Г., Дудаев С.А.; 20.12.2004
- 111 Патент №2326923 Россия. Газогенерирующая композиция для активации нефтедобывающих скважин и способ изготовления зарядов / Меркулов А.А., Козлов В.А., Матвеев А.А., Шишов Н.И., Сидоров В.М., Милехин Ю.М., Курочкин Р.С., Меркулов В.М., Бабышева Н.Н.; 20.06.2008.
- 112 Патент №2338055 Россия. Устройство для улучшения фильтрации пласта в его прискважинной зоне / Меркулов А.А., Улунцев Ю.Г., Крощенко В.Д., Василевский Д.В., Дуванов А.В., Гимаев А.Ф.; 10.11.2008
- 113 Патент №2439312 Россия. Теплогазогенератор для улучшения фильтрации пласта в его прискважинной зоне / Меркулов А.А., Дуванов А.В., Кондаков О.Н., Новиков Н.И., Улунцев Ю.Г.; 10.01.2012
- 114 Патент №2485307 Россия. Способ газодинамического разрыва пласта / Меркулов А.А., Улунцев Ю.Г., Любимов В.С., Дуванов А.В., Гимаев А.Ф.; 20.06.2013
- 115 Патент №375147 Австрии, МКИ Е 21 В 043/243. Verfahren zur verbesserung der endanabeute einer unterirdischennkohlenwasser atofflageretxite. A.N.Lundberg Associates A.G. Zug (Schwes). - №4786/81; Заявл.06.11.81. Оpubл. 10.07.84.
- 116 Патент №4458756 США, МКИ Е 21 В 43/243. Heavy oil recovery from deep formation. Clark Silas (США); Hemisphere Licensing Corp. (США). - № 291988; Заявл. 11.08.81; Оpubл.10.07.84; НКИ 166-260.
- 117 Патент №4530396 США, МКИ Е 21 В 29/02, У 21 В43/25. Device for

stimulating a subterranean formation / Henry H.Mohaupt

- 118 Патент №4683951 США, МКИ Е 21 В 43/22. Chemical flooding and controlled pressure pulse fracturing process for enhanced hydrocarbon recovery from subterranean formations. Pradodh Pathak, Stephen I.Salter; Atlantic Richfield Co. № 863663; Заявл. 15.05.86; Оpubл. 04.08.87; НКИ 166-271.
- 119 Патент №4716967 США, МКИ Е 21 43/25. Stimulation subteranean formation in the open hole. Mohaupt Н.Н. № 732967; Заявл. 13.05.85; Оpubл. 5.01.88; НКИ 166-305.1.
- 120 Патент SU 1692195 Устройство для импульсной обработки призабойной зоны скважин / Бобылев В.Я., Андреев Ю.Н., Казнин В.А., Балашканд М.И., БИ 11, 2002. – 20.04.2002.
- 121 Патент России № 2493357 Способ вскрытия пласта кумулятивными зарядами / Меркулов А.А., Ликотов А.Р., Шепель К.Ю, Шуров В.М., Хальзов А.А., Кожин В.Н.; 20.09.2013
- 122 ПБ 13-407-01. Единые правила безопасности при взрывных работах. // Безопасность при взрывных работах: Сборник документов. Сер. 13. - Вып.1. – М.: ЗАО «Научно-технический Центр исследований проблем промышленной безопасности», 2011 - С. 4 – 210
- 123 Пелых Н.М. Нестационарное горение зарядов твердых ракетных топлив и использование его в народном хозяйстве: Дис. Докт. Техн. Наук. – Пермь, - 2002. – 368с.
- 124 Перечень взрывчатых материалов, оборудования и приборов взрывного дела, допущенных к применению в Российской Федерации // М., ЗАО НТЦ ПБ, - 2013.
- 125 Перечень взрывчатых материалов, оборудования и приборов взрывного дела, допущенных к применению в Российской Федерации. Серия 13. Выпуск 2, 2-у издание / Колл. авт. – М.: ЗАО «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 64с.

- 126 Попов А.А. Ударные воздействия на призабойную зону скважин. – М.: Недра, 1990 – 136с.
- 127 Пороховой генератор давления для скважин ПГД-100. Руководство по эксплуатации ПГД.100.000 РЭ. / ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика». – М., 1999. – 12с.
- 128 Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах (Приказ Министерства природных ресурсов России и Министерства топлива и энергетики России от 28.12.99г. №323/445)
- 129 РД 13-537-03. Положение о порядке выдачи разрешений на применение взрывчатых материалов промышленного назначения и проведения взрывных работ. – Сер. 13 – Вып.5. – М.: ЗАО «Научно-технический Центр исследований проблем промышленной безопасности», 2011. - 19с.
- 130 Риггс Э.А., Браункомб Э.Р. Новое устройство для создания акустического скачка с целью удаления непроницаемых барьеров из призабойной зоны скважины // Инженер-нефтяник, 1975. - №10. – С.37-40
- 131 Романенко В.А., Вольницкая Э.М. Восстановление производительности водозаборных скважин. – Л.: Недра, 1986 – 111с.
- 132 Рябов С.С. Обоснование основных параметров процесса трещинообразования при импульсных воздействиях на прискважинную зону пласта. Дисс. На соиск. уч. ст. канд.техн.наук: 25.00.17 - Раменское, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. – 160с.
- 133 Сайт ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика» [www//vnipivzryv.ru](http://vnipivzryv.ru)
- 134 Самарский А.А., Попов Ю.П. Разностные схемы газовой динамики. - М.: Наука, 1975 – 351с.
- 135 Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2004610101 Россия / Меркулов А.А., Улунцев Ю.Г.; 05.01.2004
- 136 Сердюк В.И., Шаповалов М.Т., Рыбачок И.А. и др. Параметры

- воздействия на призабойную зону пласта порохowymi зарядами / Нефтепромысловое дело. Реф. научно-техн.сб., 1983, № 4.- С.3-4.
- 137 Маганов Р.У., Душкин О.В., Михайлов А.А., Стоянова Л.А. Газодинамический разрыв пласта с применением термогазообразующих композиций / Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2001. - №7.- С. 12-20.
 - 138 Слиозберг Р.А., Санасарян Н.С., Шкиткин Б.В. Состояние и перспективы развития методов добычи нефти и газа с использованием энергии горения пороховых систем / Сборник: Интенсификация и восстановление нефтяных скважин с помощью конденсированных энергетических систем – Материалы Научных советов РАН и ТПП РФ – Под ред. акад. РАН Б.П.Жукова и акад. РАН К.В.Фролова. – М.: 1993 - С.30-39.
 - 139 Снеддон И. Преобразования Фурье. – М.: ИЛ, 1955 – 668с.
 - 140 Способ обработки пласта / Азаматов В.И., Грибанов Н.И., Душкин О.В. и др. // Патент России №2155863, - 2000. – БИ №25.
 - 141 Способ обработки пласта / Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Минибаев Ш.Х. и др. // Патент России № 2064576, - 1996. – БИ №2.
 - 142 Способ обработки пласта жидким горюче-окислительным составом / Чельшев В.П., Варыпаев В.В., Меркулов А.А. и др. // Патент России №2092682, - 1997. – БИ №28.
 - 143 Способ обработки призабойной зоны пласта и устройство для его осуществления / Краснощеков Ю.И., Самошкин В.И., Зансохов Л.Г. и др. // Патент России №2106485 от 25.08.1995г.
 - 144 Способ термогазохимического и силового воздействия на призабойную зону продуктивного пласта и газогенератор / Барсуков В. Д., Голдаев С.В., Минькова Н.П. и др. // Патент России №2110677 от 27.06.1995г.
 - 145 Сургучев М.Л., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое, тепловое циклическое воздействие на нефтяные пласты.

- М.: Недра, 1975. – 184с.
- 146 Сургучев М.Л., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Гидродинамическое, акустическое, тепловое циклическое воздействие на нефтяные пласты. – М.: Недра, 1975. – 184с.
 - 147 Сухоруков Г.И., Устинова Т.И., Суров Б.В., Телепченков В.Е. Заряд к бескорпусному генератору давления для воздействия на призабойную зону скважин / Основные направления использования ракетных твердых топлив и порохов в народном хозяйстве – Материалы Научного Совета при Президиуме АН СССР 14.06.1989г.: под ред. акад. Б.П.Жукова. – М.: ЦНИИНТИКПК, 1990. – С.53-58.
 - 148 Тебякин В. М., Стефанкевич З.Б. Расчет депрессий при перфорации продуктивных пластов / Геология нефти и газа. М., Недра, 1993, № 10.
 - 149 Техническая Инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами не кабеле в нефтяных и газовых скважинах (Приказ Министерства энергетики России от 07.05.2001г. № 134)
 - 150 Технический обзор методики высокоэнергетической газовой стимуляции. Перевод с англ. Bob Haney (Propellant Stimulation Services) David Cuthill, P. Eng (Computalog Ltd), 1996. – 82с.
 - 151 Технический Регламент Таможенного Союза О безопасности взрывчатых веществ и изделий на их основе ТР ТС 028/2012
 - 152 Технологические газогенераторы для интенсификации нефтеизвлечения / В.В.Баширов, Н.Ш.Хайрединов, З.Г.Шайхутдинов и др. - М., 1984. - (Машины и нефтяное оборудование: Обзор / ВНИИОЭНГ)
 - 153 Технология Стим- Ган: Полный справочник по комплексу «Стим- Ган», оборудованию «Стим- Тьюб» и оборудованию для интенсификации скважин. Перевод с англ., Computalog Wireline Services, 2003. -188с.
 - 154 Улунцев Ю.Г., Меркулов А.А. Численный расчет давления в перфорированной скважине при горении зарядов твердого топлива. –

Новосибирск - ФТПРПИ - №6 – 2007 - С.36-44

- 155 Устройство для воздействия на пласт давлением пороховых газов /
Беляев Б.М., Клевцов В.Г., Слиозберг Р.А. и др. // Авторское
свидетельство СССР №1094413, - 1982.
- 156 Устройство для воздействия на пласт давлением пороховых газов /
Беляев Б.М., Комаров В.Ф., Слиозберг Р.А. и др. // Авторское
свидетельство СССР №1118103, - 1984.
- 157 Устройство для разрыва пласта в скважине давлением пороховых
газов / Беляев Б.М., Крылов В.Н., Слиозберг Р.А. и др. // Авторское
свидетельство СССР №407033, - 1975. – БИ №20.
- 158 Федеральные нормы и Правила в области промышленной
безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой
промышленности» // М., ЗАО НТЦ ПБ, - 2013.
- 159 Фельдман И.И. Сборка Stim-Gun и снаряд Stim-Gun / Научно-
технический вестник «Каротажник» - Тверь: АИС. - 2000. - №67. –
С.90-91.
- 160 Физика взрыва / Под ред. Л.П.Орленко. – Изд. 3-е, испр. – В 2т. Т.1. –
М.: ФИЗМАТЛИТ, 2004 – 832с.
- 161 Фридляндер Л.Я. Прострелочно-взрывная аппаратура и ее применение
в скважинах. - М.: Недра, 1985 - 199с.
- 162 Хапилова Н.С., Залетов В.В., Шепеля А.П. Экспресс-метод оценки
длины трещины гидроразрыва. // Труды ИПММ НАН Украины, 2008.
Том 17. С.197
- 163 Чазов Г.А., Азаматов В.И., Якимов С.В., Савич А.И.
Термогазохимическое воздействие на малодебитные и осложненные
скважины // М.: Недра, 1986 - 153с.
- 164 Чарли Косад. Выбор стратегии перфорирования. // Нефтегазовое
Обозрение – Шлюмберже, 1998. -Вып.3. -С.20-23.
- 165 Чарный И.А. Неустановившееся движение реальной жидкости в
трубах. - М.: Недра, 1975 - 296 с.

- 166 Чельшев В.П., Колясов С.М., Крощенко В.Д. и др. Маловязкие горюче-окислительные составы для обработки продуктивных пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами // Тез.докл.Всесоюз. совещания “Техника и методика прострелочно-взрывных работ в скважинах”. - Раменское, ВНИПИвзрывгеофизика, 1988 – С.31.
- 167 Шапиро Я. М., Г. Ю. Мазинг, Прудников Н. Е. Теория ракетного двигателя на твердом топливе. — М.: Наука, 1966 – 256с.
- 168 Щербина К.Г., Зубков Е.Ф., Липинский В.Ю. и др. Высокоэнергетическое воздействие на пласты с трудноизвлекаемыми и высоковязкими нефтями // Нефтяное хозяйство. – 2000. - №4. С.30-32.
- 169 Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти.–М.: Недра, 1983. – 157с.
- 170 Энергетические конденсированные системы. Краткий энциклопедический словарь / Под ред. акад. Б.П. Жукова. Изд. 2-е, исправл. – М.: Янус-К, 2000. – 596с.
- 171 Якимов С.В., Маргулис А.С. Характеристики физических процессов при термогазохимическом воздействии // Нефтяное хозяйство. - 1981 - № 2 - С.44-46.
- 172 Якимов С.В., Маргулис А.С., Фаткина Т.П., Бальдеков А.У., Василева Е.Б. Обобщение результатов применения ТГХВ в добывающих скважинах // Нефтяное хозяйство. - 1983 - № 4 – С.42-44.
- 173 Behrmann LA & Elbel JL: Effect of perforations on Fracture Initiation, paper SPE 20661? Presented at the 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 23-26,1990
- 174 Guderman J.P., Nothrop D.A. A propellant - Based Technology for multiply fracturing wellbores to enhance gas recovery: Application and results in Devonian Shale // Unconventional Gas recovery Symposium/ - Pittsburgh, P.A. May, 1984 – 342с.

- 175 Historical and technical perspectives. Joe Haney, HTH Technical Services, Inc., John Schatz, John F. Schatz Research & Consulting. Inc. / StimGan Technology. – Pages 15 – 19
- 176 Marathon moving from big-hole perforating. Drilling Contactor, ноябрь 1997, №6. //Доклад компании Marathon Oil на конференции LAGCOE-97
- 177 Pat.№ 5836393, USA. Pulse generator for oil well and method of stimulating the flow of liquid / Howard E. Johnson; 17.11.1998
- 178 Propellant perorating improves hydraulic frac treatment. Oil and Gas I., 25.09.2000, 98.39.C 64
- 179 SEAGER A. Technique Tailors pressure pulse to sone // Drill Bit/ - 1982 - Vol. 32, №8.
- 180 WORLD OIL. - 1984. - Vol.198, № 6.

РАСПОРЯЖЕНИЕМ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
от 6 февраля 2012 г. № 146-р

ПРИСУЖДЕНА

**ПРЕМИЯ ПРАВИТЕЛЬСТВА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
В ОБЛАСТИ НАУКИ И ТЕХНИКИ**

МЕРКУЛОВУ
АЛЕКСАНДРУ АЛЕКСЕВИЧУ—

за разработку и внедрение комплекса оборудования и технологий
газодинамического разрыва пласта для повышения эффективности
разработки нефтяных и газовых месторождений

Председатель Правительства Российской Федерации



[Handwritten signature]

Д.А. Медведев

№ 9329

МОСКВА

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ОАО «ВНИИПВзрывгеофизика»

 А.А. Меркулов

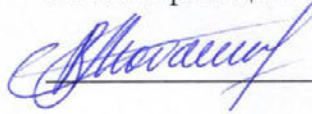
_____ 2012 г.



**Интенсификация нефтегазовых скважин
с применением комплексного аппарата ПГК-102**

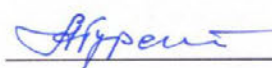
Технологический регламент

Заведующий отделом технологий
интенсификации нефтепритоков

 В.С. Любимов

_____ 2012 г.

Заведующий отделом
безопасности, стандартизации и
метрологии

 А.А. Гуревич

_____ 2012 г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
ОАО «ВНИПИ взрывгеофизика»



А.А. Меркулов

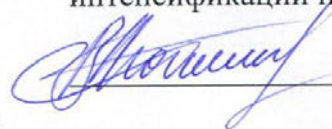
2012 г.



**Интенсификация нефтегазовых скважин
с применением генератора
с регулируемым импульсом давления ПГРИ-50К**

Технологический регламент

Заведующий отделом технологий
интенсификации нефтепритоков



В.С. Любимов

2012 г.

Заведующий отделом
безопасности, стандартизации и
метрологии



А.А. Гуревич

2012 г.

ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика»

СОГЛАСОВАНО

Федеральный горный и промышленный
надзор России (Госгортехнадзор России)
Член коллегии Госгортехнадзора России
Письмо № 10-03/552 Ю.А. Дадонов
03 июня 2002 г.

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор
ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика»
И.Н. Гайворонский



**ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН
ВОЗДЕЙСТВИЕМ ГОРЮЧЕ-ОКИСЛИТЕЛЬНЫМИ
СОСТАВАМИ**

Технологический регламент

Заведующий отделом технологий
интенсификации нефтепритоков
В.И. Павлов
2002 г.

Заведующий отделом
безопасности, стандартизации и
метрологии
Г.Г. Шахназаров
2002 г.

Юридический адрес:
461040, Оренбургская обл.,
г. Бузулук, ул. Магистральная, 2.
Телефон: (35342) 73670
Факс: (35342) 73201

Почтовый адрес:
461040, Оренбургская обл.,
г. Бузулук, ул. Магистральная, 2.
Телефон: (35342) 73670
Факс: (35342) 73201
E-mail: lalyshova@tnk-bp.com



ОАО "ОРЕНБУРГНЕФТЬ"

02.10.09 № 35-35/449и

На № _____ от _____

Отзыв

о перфосистемах снаряженных кумулятивными зарядами производства ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика»

При решении задач вторичного вскрытия большинства эксплуатационных объектов месторождений ОАО «Оренбургнефть» широко используются перфосистемы однократного применения, снаряженные кумулятивными зарядами производства ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика». Типоразмерный ряд перфосистем в полной мере соответствует размерам имеющихся эксплуатационных колонн и размерам вскрытых открытым стволом интервалов скважин, а модификации применяемых кумулятивных зарядов позволяют в широких пределах варьировать характеристики пробития, что соответствует современным требованиям, предъявляемым как к производителю прострелочно-взрывной аппаратуры, так и к компаниям, выполняющим эти работы в скважинах.

В настоящее время используются новейшие перфосистемы серий ПКТ-КЛ в габаритах 89мм, 102мм и 114мм с кумулятивными зарядами ЗПКТ89Н и ЗПКТ105Н трех исполнений для формирования глубоких и супер глубоких перфорационных каналов и, наряду с зарядами ЗПКТ114-СБО, для образования отверстий в эксплуатационных колоннах с размерами, удовлетворяющими оптимальным условиям выполнения процесса гидроразрыва пластов и проведения ОПЗ при скважинных зон. Значительные объемы прострелочно-взрывных работ выполняются и одноразовыми перфосистемами в габарите 73мм с кумулятивными зарядами серии ЗПКТ73 различных исполнений и многоразовыми перфораторами с зарядами ЗПК105Н глубокого пробития или большого отверстия в колонне.

С начала 2009 года общая протяженность перфорированных интервалов с использованием кумулятивных зарядов производства ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика» приближается к 10 000м. Качество перфосистем ПКТ-КЛ, снаряженных кумулятивными зарядами ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика», полностью удовлетворяет требованиям «Стандартов ТНК-ВР при проведении перфорации скважин» и обеспечивают параметры пробития на уровне лучших зарубежных аналогов.

Главный геолог

А.А. Хальзов

ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС»

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ГАЗПРОМНЕФТЬ-ХАНТОС»
(ООО «Газпромнефть-Хантос»)

ОТЗЫВ

«24» февраля 2009 г.

№ 149/29

При проведении прострелочно – взрывных работ, перед проведением гидроразрыва пласта, на скважинах ООО «Газпромнефть-Хантос», на Приобском месторождении, одной из используемых перфорационных систем с 2008 года по настоящее время является система ПКТ 89КЛ с зарядами ЗПКТ 89Н-БО1 (поставщик ОАО «ВНИПИвзрывгеофизика»). Перфорационная система ПКТ 89КЛ с зарядами ЗПКТ 89Н-БО1 предназначена для вторичного вскрытия пластов в обсаженных скважинах, заполненных жидкостью, позволяет получить большой диаметр входного отверстия в обсадной колонне.

За этот период прострелочно – взрывные работы проведены в 57 скважинах, вскрыто продуктивных пластов общей мощностью 2132 метра и использовано 40513 зарядов. Использование перфорационной системы ПКТ 89КЛ с зарядами ЗПКТ 89Н-БО1 позволяет проводить операции ГРП с агрессивным графиком закачки (использование проппантов 12/18 с концентрацией 1200кг/м.куб)

При проведении работ отсутствовали неудачные гидроразрывы пласта в части качества перфорационных отверстий.

В 2009 году ООО «Газпромнефть-Хантос» планирует дальнейшее использование данных перфорационных систем.

Заместитель генерального директора
Главный инженер


А.Г.Сулейманов



ОТЗЫВ

НА РАБОТУ «РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ КОМПЛЕКСА ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ГАЗОДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»

Современный этап развития нефтедобывающей промышленности характеризуется постоянным ростом требований к достижению высокой эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений, которая может быть обеспечена при бесперебойной и соответствующей потенциалу месторождения работе добывающих и нагнетательных скважин при оптимальном темпе выработки запасов и достижении полноты извлечения углеводородов.

Одним из важнейших элементов, определяющих потенциальные возможности скважины, является призабойная зона пласта (ПЗП), чье состояние при эксплуатации скважин постоянно изменяется, поэтому на всех стадиях разработки месторождения необходимо сохранять и восстанавливать естественную проницаемость ПЗП.

Одним из широко применяемых методов восстановления и повышения проницаемости ПЗП являются методы импульсного воздействия на продуктивный пласт с использованием энергии взрыва или горения конденсированных энергетических систем (твердых, жидких или газообразных).

Авторы справедливо отмечают недостатки существовавших до начала их работ газогенерирующих устройств, ограничивающих успешность проведения операций газодинамического воздействия на пласт. Существовавшие ранее пороховые генераторы давления имели сложную конструкцию, не регулировался импульс давления, отсутствовал контроль параметров воздействия на пласт.

Разработанные авторским коллективом новые скважинные газогенерирующие устройства – пороховые генераторы давлений ПГРИ-100, ПГД-100, ГДК-100, ПГРИ-50К, ПГД-42Т; комплексные устройства МКАВ-150/100, ГП-105, ПГК-102 и горюче-окислительные составы (ГОС) являются новыми высокоэффективными устройствами и технологиями, обеспечивающими качественно новый уровень повышения эффективности воздействия на призабойную зону пласта.

Важной частью разработанных технологий является расчетное сопровождение, позволяющее выбирать тип аппарата, необходимое количество зарядов и их конструкцию, интервал установки воспламенительного устройства в ГОС и прогнозировать параметры воздействия.

С использованием генераторов ПГРИ-100 разработаны способ и технология воздействия на пласт пульсирующим давлением пороховых газов.

Генератор ПГД-100 обладает универсальной конструкцией, позволяющей отработать как в одноимпульсном, так и в импульсно-волновом режимах.

Генератор ГДК-100 – новая модификация генератора с регулируемым импульсом давления.

Малогобаритные генераторы ПГД-42Т и ПГРИ-20К, спускаемые в скважину через НКТ, предназначены для обработок в среде активных жидкостей и для предварительного трещинообразования перед гидроразрывом пласта.

Комплексные аппараты МКAB-150/100, ГП-105 и ПГК-102 (первые два не имеют зарубежных и отечественных аналогов) совмещают в себе кумулятивную перфорацию и газодинамическую обработку ПЗП через перфорационные каналы. Эффективность гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом, которая может быть получена с помощью таких комплексных аппаратов и технологий, существенно превышает эффективность гидродинамической связи скважины с продуктивным пластом, обеспечиваемую при применении как существующих, так и перспективных кумулятивных перфораторов. Сочетание перфораторного и генераторного модулей позволяет при газодинамическом воздействии через перфорационные каналы на продуктивный пласт за счет образования в пласте сетки трещин обеспечить гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом.

На месторождениях Прикамья за период применения комплексной технологии ГП-105 и ГОС коэффициент успешности составил 0,85. Успешной считалась обработка, где наблюдался прирост добычи нефти в скважине после применения технологии. В среднем экономический эффект по одной скважине составляет свыше 2 млн. рублей.

Учитывая вышеизложенное, считаем данную работу достойной присуждения Премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники.

И.о. заместителя
генерального директора
по геологии и разработке ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»



А.Ю. Назаров



Общество с ограниченной ответственностью
"ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть"

№ 1-6239-7 Дата 15.11.2011
 на № _____ от _____

Отзыв на работу
«Разработка и внедрение комплекса оборудования и технологий
газодинамического разрыва пласта для повышения эффективности
разработки нефтяных и газовых месторождений», выдвинутую на
соискание премий
Правительства Российской Федерации 2011 года в области науки и
техники.

Одной из важнейших задач при разработке нефтяных и газовых месторождений является повышение производительности скважин. Неудовлетворительная производительность скважин обусловлена низкими естественными значениями пористости и проницаемости пород-коллекторов нефтяных и газовых месторождений, а также их ухудшением при вскрытии в процессе бурения, и в дальнейшем при глушении, для проведения работ по консервации или ремонту скважин.

Применявшиеся ранее на нефтегазовых месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» различные физико-химические и гидродинамические методы повышения производительности скважин или не давали результата, или были малоэффективными. Положение с обработками призабойной зоны скважин коренным образом изменилось после внедрения в 1998 году оборудования и технологий газодинамического разрыва пласта, разработанных в ОАО «ВНИПИвзрывгеофизика». С начала применения в ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» технологий газодинамического разрыва пласта удалось ввести в работу скважины, многие годы простаивающие в бездействии и консервации, вследствие закальматированной призабойной зоны. Особенно большой эффект от внедрения этого метода был получен при обработках низкопроницаемых коллекторов Ладушкинского месторождения с практически граничными по коллекторским свойствам коэффициентами пористости (5,5 - 6,5 %) и проницаемости (0,01 - 0,0599 мкм²). После проведения на скважинах этого месторождения технологий газодинамического разрыва пласта прирост дебитов скважин составил в среднем от 10 – 30 т/сут.

Россия
 236039, Калининград,
 ул. Киевская, 23

Тел.: (4012) 68-00-22
 Тел/факс: (4012) 68-19-99

Телекс: 262131MORE SU
 Телетайп: 262843 MOPE
 E-mail: KMN@KLD.LUKOIL.COM

За период с 1998 года, на нефтегазовых месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» с применением комплекса оборудования и технологий газодинамического разрыва пласта было проведено 90 обработок скважин. Дополнительная добыча нефти от внедрения этих технологий составляет ежегодно десятки тысяч тонн, а экономический эффект более 100 млн. рублей.

ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» поддерживает выдвижение этой работы на соискание премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники.

Главный геолог

ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»



 В.М. Десятков



ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ЛУКОЙЛ-АИК»



№ _____ дата: 08.02.07г.

На № _____ от _____

Заключение по результатам обработок скважин компанией ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» комплексным аппаратом ГП105 на месторождениях Покамасовское и Чумпасское Западной Сибири.

Комплексным аппаратом ГП105 были обработаны 27 скважин с целью реперфорации и интенсификации притоков. Обработки проведены в период с 30.06.2006 г по 30.01.2007 г. Увеличение дебита по жидкости получено в 100 % скважин.

Коэффициент продуктивности скважин изменился от 0,1 – 1,25 м³/сут / атм до 0,3 – 4,08 м³/сут / атм.

Время и стоимость, затраченное на каждую комплексную обработку, не превышает времени и стоимости обычной перфорации.

Положительный эффект обработок наблюдается от начала проведения работ по настоящее время.

Начальник геологической службы
ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК» по
Лангепасскому региону



Васильева В.С.

628484, Россия, ХМАО,
г. Лангепас, Чумпасское м/р

Тел.: (34669) 3-34-22
Факс: (34669) 3-34-20



«УТВЕРЖДАЮ»:

Генеральный директор

ООО «Оренбургнефтегеофизика»

И.Г. Намазов

2008 г.

Отзыв
о применении в производственных условиях
ООО "Оренбургнефтегеофизика"
перфорационной системы однократного применения ПКТ105Н
в комплекте с кумулятивными зарядами ЗПКТ105Н-ТВ.

Разработчиком перфорационной системы ПКТ105Н (ТУ 4316-057-014-23814-2006) с зарядом кумулятивным ЗПКТ105Н-ТВ (ТУ 4316-056-01423814-2005) является ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика». Неснаряженный перфоратор ПКТ105Н по документации разработчика изготавливает ООО «Нефтекамский машиностроительный завод». Производителем кумулятивных зарядов ЗПКТ-105Н-ТВ (ЗПКТ105Н-ТВ-СП, ЗПКТ105Н-ТВ-СП1, ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1) является ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика».

Применение перфорационной системы ПКТ105Н с зарядами ЗПКТ105Н-ТВ осуществлялось на основании разрешения Госгортехнадзора России №РРС 00-18981, выданного 14.12.2005 г.

Применение перфорационной системы ПКТ105Н с зарядами ЗПКТ105Н-ТВ осуществлялось согласно руководства по эксплуатации ПКТ105Н-000 РЭ и руководства по применению ЗПКТ105Н-ТВ-000 РП соответственно.

При прострелочно-взрывных работах в скважинах ОАО «Оренбургнефть» за период с 01.01.07 г. по 31.08.08 г. всего использовано 240 м перфорационной системы ПКТ105Н, при этом отстреляно 3620 штук кумулятивных зарядов ЗПКТ105Н-ТВ (ЗПКТ105Н-ТВ-СП, ЗПКТ105Н-ТВ-СП1, ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1).

Для инициирования зарядов использовались следующие средства инициирования:

- детонирующий шнур ДШТ-200;
- патрон взрывной ПВПД-Н;
- детонатор-усилитель ДУ-1, устройство инициирования УИГС89-01.

Результаты контроля соответствия перфорационной системы ПКТ105Н и кумулятивных зарядов ЗПКТ105Н-ТВ конструкторской и технической документации.

1. Изготовленные и поставленные для применения в производственных условиях перфорационные системы ПКТ105Н и заряды ЗПКТ105Н-ТВ (ЗПКТ105Н-ТВ-СП, ЗПКТ105Н-ТВ-СП1, ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1) соответствуют конструкторской и технической документации.

При поступлении перфосистем и зарядов на склады ООО «Оренбургнефтегеофизика» проводился входной контроль. Отклонений не было обнаружено.

2. Состав и комплектность, поставляемых для проведения прострелочно-взрывных работ, перфосистем ПКТ105Н и кумулятивных зарядов соответствует руководству по эксплуатации.
3. Эксплуатационная документация (РЭ) содержит информацию в объеме, достаточном для применения перфосистемы и зарядов, по их назначению и безопасному обращению с ними.

**Данные по применению перфосистем ПКТ105Н
с зарядами ЗПКТ105Н-ТВ (ЗПКТ105Н-ТВ-СП, ЗПКТ105Н-ТВ-СП1, ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1).**

№	Год	Кол-во отстрелянных кумулятивных зарядов ЗПКТ105Н-ТВ-СП	Кол-во отстрелянных кумулятивных зарядов ЗПКТ105Н-ТВ-СП1, ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1,	Кол-во отстрелянных метров ПКТ105Н.
		шт.	шт.	м
1	2007	1210	-	79
2	2008	860	1550	161

**Общая оценка качества перфосистем однократного применения ПКТ105Н
с зарядами ЗПКТ105Н-ТВ (ЗПКТ105Н-ТВ-СП, ЗПКТ105Н-ТВ-СП1, ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1).**

1. При сборке перфорационных систем не выявлено затруднений. Перфоратор легко собирается, при этом соединительные элементы (переводники) обеспечивают прочность и герметичность соединения секций перфоратора между собой. При соединении головок и наконечников, также, затруднений не выявлено.
Заряды достаточно легко и прочно закрепляются в каркасах перфоратора.
Детонирующий шнур прочно, без затруднений закрепляется в пазах корпусов кумулятивных зарядов.
2. Детали перфоратора взаимозаменяемы, легко соединяются между собой и обеспечивают удобство сборки, разборки, герметичность соединений и прочность конструкции перфорационной системы.
3. Детали многократного использования (головка, переводник, наконечник) сохраняют прочность и конструктивно не изменяются при 10 отстрелах перфорационной системы.
4. Конструкция перфосистемы обеспечивает свободное ее прохождение в обсадную колонну при спуске и подъеме. Факты «затяжек» и остановок не зафиксированы.
5. Перфорационная система однократного применения ПКТ105Н с кумулятивными зарядами ЗПКТ105Н-ТВ работоспособна. При применении отказов не зафиксировано — во всех случаях происходило полное срабатывание кумулятивных зарядов (срабатывание определялось после извлечения перфосистемы, по отверстиям на корпусе перфоратора).
6. Перфорационная система однократного применения ПКТ105Н и кумулятивные заряды ЗПКТ105Н-ТВ (ЗПКТ105Н-ТВ-СП, ЗПКТ105Н-ТВ-СП1, ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1) просты, удобны в обслуживании и безопасны в обращении (сборке, снаряжении, разборке и транспортировке).
7. При применении в производственных условиях ООО «Оренбургнефтегеофизика» перфорационной системы однократного применения ПКТ105Н в комплекте с кумулятивными зарядами ЗПКТ105Н-ТВ (ЗПКТ105Н-ТВ-СП, ЗПКТ105Н-ТВ-СП1, ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1) за период с 01.01.07 г. по 31.08.08 г. недостатков не выявлено.

Выводы и рекомендации.

1. При проведении прострелочно-взрывных работ в производственных условиях ООО «Оренбургнефтегеофизика» на основании разрешения Госгортехнадзора России №РРС 00-18981, выданного 14.12.2005 г., успешно применялись перфорационные системы однократного действия ПКТ105Н в комплекте с кумулятивными зарядами ЗПКТ105Н-ТВ (ЗПКТ105Н-ТВ-СП, ЗПКТ105Н-ТВ-СП1, ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1). За период с 01.01.07 г. по 31.08.08 г. было произведено 37 скв.-операций перфорационной системой ПКТ105Н, при этом отстреляно 240 метра перфосистем ПКТ105Н, 3620 штук кумулятивных зарядов ЗПКТ105Н-ТВ (ЗПКТ105Н-ТВ-СП, ЗПКТ105Н-ТВ-СП1, ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1).

2. ООО "Оренбургнефтегеофизика", учитывая положительные результаты применения перфосистемы на основании разрешения Госгортехнадзора России № №РРС 00-18981, выданного 14.12.2005 г., считает целесообразным рекомендовать продление разрешения на допуск к постоянному применению перфорационной системы однократного применения ПКТ105Н в комплекте с кумулятивными зарядами ЗПКТ105Н-ТВ-СП (ЗПКТ105Н-ТВ-СП, ЗПКТ105Н-ТВ-СП1, ЗПКТ105Н-ТВ-ОП1).

Технический директор
ООО «Оренбургнефтегеофизика»



Мека В.Ф.

Нач. ПТО



Толня А.Л.

ОАО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ННГ»

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»
(ПАО «Газпромнефть-ННГ»)

№ 11 от 03 20.09 г.

№ НН-11274

**Отзыв о работе перфораторных систем производства
ОАО «ВНИПИвзрывгеофизика» применяемых при вскрытии продуктивных
пластов в скважинах ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз».**

При проведении прострелочно-взрывных работ в скважинах ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», с 2006 года по настоящее время, используются перфорационные системы ПКТ 89КЛ с зарядами ЗПКТ 89Н-СП (производитель ОАО «ВНИПИвзрывгеофизика»). За этот период вскрыто продуктивных пластов общей мощностью 1988 метров и использовано 37772 заряда. Проведение прострелочно – взрывных работ по вскрытию пластов перфорационной системой ПКТ 89КЛ с зарядами ЗПКТ 89Н-СП проводилось как на кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах. За все время работы отказов не зафиксировано. Так же, в 2008 году, для вторичного вскрытия пластов применялись заряды ЗПКТ105Н-ТВ-СП1 с перфорационными системами ПКТ102КЛ-М (производитель ОАО «ВНИПИвзрывгеофизика»). Проведение прострелочно – взрывных работ по вскрытию пластов перфорационными системами ПКТ 102КЛ-М с зарядами ЗПКТ 105Н-ТВ-СП1 проводилось как на кабеле, так и на насосно – компрессорных трубах. За все время работы отказов не зафиксировано.

Данная прострелочно-взрывная аппаратура зарекомендовала себя как надежное, безаварийное оборудование. Претензий к качеству данного типа перфорационного оборудования нет. В 2009 году для перфорационных работ в скважинах ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» запланировано использование перфораторов ПКТ102КЛ-М с зарядами ЗПКТ 105Н-ТВ-СП1 и перфораторов ПКТ 89КЛ с зарядами ЗПКТ 89Н-СП.

Главный геолог
зам. генерального директора



М.Ф. Нуриев

А.А. Гулянов
376523



сибнефть • Ноябрьскнефтегазгеофизика

ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика»
Россия, 629809, Ямало-Ненецкий автономный округ,
Тюменская обл., г. Ноябрьск, Промзона
тел./факс: (3496)
37-28-36, 35-46-91, 35-46-80

«*dd*» *05* 2007г.
Иск. № *04/1453*

ОТЗЫВ

о применении перфорационной системы однократного применения ПКТ89 в комплекте с кумулятивными зарядами ЗПКТ89Н.

Применение перфорационной системы ПКТ89 с зарядами и ЗПКТ 89Н осуществлялось на основании разрешения Госгортехнадзора России № РС ВА- 12699 выданного 17.06.2004 г.

Применение перфорационной системы ПКТ89 с зарядами ЗПКТ 89Н осуществлялось согласно руководства по эксплуатации ПКТ89 и ЗПКТ 89Н соответственно.

При поступлении перфорационных систем и зарядов на склад ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» проводился входной контроль. Отклонений не было обнаружено. Состав и комплектность, поставляемых для проведения прострелочно-взрывных работ, перфорационных систем ПКТ89 и кумулятивных зарядов соответствует руководству по эксплуатации. Эксплуатационная документация (РЭ) содержит информацию в объеме, достаточном для применения перфорационных систем и зарядов, по их назначению и безопасному обращению с ними.

При сборке перфорационных систем не выявлено затруднений. Перфоратор легко собирается, при этом соединительные элементы (переводники) обеспечивают прочность и герметичность соединения секций перфоратора между собой. При присоединении головок и наконечников, также, затруднений не выявлено.

Заряды достаточно легко и прочно закрепляются в каркасах перфоратора. Детонирующий шнур прочно, без затруднений закрепляется в пазах корпусов кумулятивных зарядов. Детали перфоратора взаимозаменяемы, легко соединяются между собой и обеспечивают удобство сборки, разборки, герметичность соединений и прочность конструкции перфорационной системы. Конструкция перфораторной системы обеспечивает свободное ее прохождение в обсадную колонну при спуске и подъеме. Факты «затяжек» и остановок не зафиксированы.

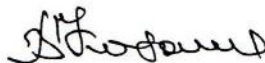
Перфорационная система однократного применения ПКТ89 с кумулятивными зарядами ЗПКТ 89Н работоспособна. При применении отказов не зафиксировано – во всех случаях происходило полное срабатывание кумулятивных зарядов (срабатывание определялось после извлечения перфораторной системы, по отверстиям на корпусе перфоратора).

Перфорационная система однократного применения ПКТ89 и кумулятивные заряды ЗПКТ 89Н просты, удобны в обслуживании и безопасны в обращении (сборке, снаряжении, разборке и транспортировке).

ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» учитывая положительные результаты применения перфорационной системы на основании разрешения Госгортехнадзора России № РС ВА- 12699 выданного 17.06.2004 г. выданного 17.06.2004 г., считает целесообразным рекомендовать вторично допустить перфорационную систему однократного применения ПКТ89 в комплекте с кумулятивными зарядами ЗПКТ 89Н к постоянному применению.

С уважением,

Главный инженер



В.И. Ковалев

О Т З Ы В

на работу «Разработка и внедрение комплекса оборудования и технологий газодинамического разрыва пласта для повышения эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений»

До недавнего времени основным методом заканчивания поисково-разведочных и эксплуатационных скважин являлась кумулятивная перфорация с использованием традиционной прострелочно-взрывной аппаратуры (ПВА). Учитывая большое разнообразие горно-геологических условий на различных месторождениях, уменьшение и ухудшение структуры разведанных запасов, с превалированием в структуре запасов объектов с низкими коллекторскими свойствами, нужны были новые технологии и ПВА, обеспечивающие качественно новый уровень вскрытия и разработки нефтяных и газовых месторождений.

В этой связи разработка и внедрение авторским коллективом нового поколения ПВА, основанной на использовании горящих энергоносителей и технологий газодинамического разрыва пласта (ГДРП), является технологическим прорывом в обеспечении качественно нового уровня гидродинамической связи скважины со значительно более удаленной зоной пласта.

Опыт использования комплексных аппаратов МКАВ-150/100, ПГК-102 при вскрытии и освоении глубоководных коллекторов Восточного Предкавказья, характеризующихся различными и достаточно сложными геолого-техническими условиями залегания, подтверждает их высокую эффективность по восстановлению гидродинамической связи скважины с пластом в условиях, когда стандартные методы не эффективны. Практически во всех скважинах получены положительные результаты. Суточные дебиты в скважинах из объектов, подвергавшихся реперфорации и интенсификации составили 8-200 м³/сут., кратность увеличения дебитов составила 2,5-12.

Комплексные технологии газодинамического разрыва пласта с применением нового поколения пороховых генераторов, включая ГСТ-42, ГСТ-53, ГСТ-85 и малогабаритные аппараты МКАВ-150/100, внедрены на месторождениях ООО «РН-СНГ» Ачикулакское, Правобережное, Култайское, Величаевское, Зимняя Ставка, Пушкарское и др., что позволило запустить в работу, в ряде случаев, бездействующие скважины с нулевым дебитом, реанимировать скважины, ранее подвергавшиеся ГРП и ускорить процесс освоения скважин при выходе из бурения.

Разработанные комплексы включают большое количество разногабаритных устройств диаметрами 42, 54, 73, 89, 102, 105 мм, спускаемых на кабеле. В целом, успешность обработок пороховыми генераторами 90%, усредненная величина эффекта составляет 500-1100 т дополнительно добытой нефти на одну обработку.

Настоящим прорывом явилось создание впервые в мире и внедрение технологии ГДРП, позволяющей создать в пласте трещины протяженностью до 30 м. В настоящее время разработаны составы ГОС: СТС-1 и СТС-2, позволяющие производить работы в нефтяных и газовых скважинах с температурой до 170 °С и гидростатическим давлением до 120 МПа.

Промысловые испытания термобаростойких ГОС марки СТС-1, СТС-2 с отработкой технологии их использования проводилось на трех месторождениях ООО «РН-СНГ» с 2000 года при освоении глубоководных коллекторов. При этом особенно показателен пример обработки скважины 256 Величаевской площади, в которой попытка ГРП оказалась неудачной из-за того, что максимального давления на пласт в 100 МПа, созданного при проведении гидроразрыва, оказалось недостаточно для его разрыва. При сжигании в этой скважине порции ГОС в объеме 650 л максимальное зарегистрированное давление составило 134 МПа, под

воздействием которого произведен разрыв седьмого пласта юрских отложений. В результате этой операции при освоении скважины получено кратное увеличение дебита по нефти – в 5,4 раза по сравнению с дебитом до обработки.

Параллельно эти технологии отрабатывались также для сложнопостроенных глинистых коллекторов палеогена Предкавказья, характеризующихся уникальным набором геолого-технических условий.

Выполненные работы по интенсификации и освоению объектов, разработанными авторами комплексами ГДРП, показали высокую эффективность и перспективы их дальнейшего применения для восстановления производительности бездействующего фонда по юрским и нижнемеловым объектам. Практически во всех случаях получены положительные эффекты: дебиты скважин возрастают в 1,5-8 раз, в ряде случаев снижается обводненность продукции, при успешности работ в 80-90%.

В связи с падением добычи практически на всех разрабатываемых месторождениях и перспективами ввода в эксплуатацию залежей с низкими коллекторскими свойствами, вопросы интенсификации нефтедобычи в ООО «РН-Ставропольнефтегаз» приобретают решающее значение и требуют более широкого внедрения предложенных авторами комплекса оборудования и технологий газодинамического разрыва с использованием ГОС, не имеющих зарубежных аналогов, и обеспечивающих качественно новый уровень разработки нефтегазовых месторождений.

Учитывая изложенное, поддерживаем выдвижение работы «Разработка и внедрение комплекса оборудования и технологий газодинамического разрыва пласта для повышения эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений» на соискание премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники.

Главный геолог ООО
«РН-«Ставропольнефтегаз»



Елисеев А.Н.



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Трест «Сургутнефтегеофизика»

структурное подразделение

Андреевский заезд, 9, г.Сургут, Ханты-Мансийский автономный округ, Тюменская обл., Российская Федерация, 628404
Тел.: (3462) 42-90-02, 42-90-00, факс (3462) 42-90-90

« 22 » мая 2007 г.

№ 01-Н-03-2015

ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика»

Генеральному директору

М.А.Асланову

ул. Прямолинейная, 26
г.Раменское
140105

О перфорационной
системе ПКТ89

Трест «Сургутнефтегеофизика» ОАО «Сургутнефтегаз», при решении задач по кумулятивной перфорации эксплуатационных колонн, применяет кумулятивный перфоратор ПКТ89КЛ с кумулятивными зарядами ЗПКТ89Н. В 2007г, при производстве прострелочных работ в скважинах, было израсходовано 4735 зарядов ЗПКТ89Н-БО и 9843 зарядов ЗПКТ89Н-ГП.

В процессе работ, перфорационная система ПКТ89 зарекомендовала себя как надёжная, и удобная в эксплуатации. Инцидентов, связанных с отказами вышеуказанной системы, отмечено не было.

И.о.главного инженера

А.Н.Попов

Воронков
(3462) 42 90 35

ВХОД. № 1272
" 04. 06. 07 г.
ВНИПИВзрывгеофизика