

Филиал Федерального государственного бюджетного учреждения науки  
Института машиноведения им. А.А.Благонравова РАН  
«Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН»

На правах рукописи

**ШАКИРОВА Лейла Рустамовна**

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ  
КУМУЛЯТИВНО - ВОЛНОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ СКРЫТИИ  
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ОСВОЕНИИ СКВАЖИН**

Специальность: 25.00.15 - Технология бурения и освоения скважин

Диссертация

на соискание ученой степени кандидата технических наук.

Москва 2014 г

<b>Содержание работы</b>	<b>Стр.</b>
Введение .....	4
Актуальность работы.....	4
Цель работы.....	5
Основные задачи исследований.....	5
Научная новизна работы.....	6
Основные защищаемые положения.....	7
Достоверность научных положений.....	7
Практическая ценность работы.....	7
Апробация работы.....	8
Публикации.....	8
Объем и структура работы .....	9
<b>ГЛАВА I. Анализ современного состояния качества вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин в осложненных геолого-технических условиях. Постановка задачи исследований.....</b>	<b>10</b>
1.1. Анализ современного состояния и проблемы качества вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.....	10
1.2. Состояние проблемы освоения скважин на основе перфорационных технологий вскрытия продуктивных пластов.....	11
1.3. Информационное обеспечение кумулятивного воздействия на призабойную зону продуктивного пласта и оценка качества его вскрытия.....	19
1.4. Принципы построения технологической схемы вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин на основе кумулятивно - волнового воздействия .....	41
Постановка задач исследований.....	45
<b>ГЛАВА II. Научно-методические основы технологии кумулятивно-волнового воздействия на продуктивный пласт при заканчивании и освоении скважин.....</b>	<b>47</b>
2.1. Математическое моделирование призабойной зоны продуктивного пласта при кумулятивно-волновом воздействии.....	47
2.2. Математическое моделирование термогидродинамических полей при вторичном вскрытии продуктивных пластов.....	53
2.3. Математическое моделирование ударно-волновых полей при кумулятивной перфорации.....	60
2.4. Моделирование тепловых полей после перфорации колонны с учетом конвективного движения жидкости.....	66
2.5. Разработка методологии измерений тепловых полей при оценке качества заканчивания скважин.....	70

2.6. Принципы интерпретации данных термометрии при исследовании интервалов перфорации скважин.....	71
Выводы.....	75
<b>ГЛАВА III. Разработка аппаратно-программного комплекса и технологии управления кумулятивно-волновым воздействием при вскрытии продуктивных пластов и освоении скважин.....</b>	<b>77</b>
3.1. Принципы построения аппаратно-программного комплекса и технологических средств для реализации управляемого вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.....	77
3.2. Разработка программного обеспечения для комплекса управления вторичным вскрытием продуктивных пластов и освоением скважин.....	81
3.3. Разработка технологии контроля и управления кумулятивно-волновым воздействием при вторичном вскрытии продуктивных пластов и освоении скважин.....	83
3.4. Экспериментальные работы по управлению технологиями вторичного вскрытия ПП и освоения скважин.....	92
Выводы.....	94
<b>ГЛАВА IV. Опытно-промышленное применение и внедрение технологии кумулятивного воздействия при вскрытии продуктивных пластов и освоении скважин.....</b>	<b>95</b>
4.1. Результаты оценки состояния призабойной зоны пласта по данным термогидродинамических исследований.....	95
4.2. Результаты опробования и внедрения термогидродинамических исследований при перфорации колонны.....	106
4.3. Результаты опробования и внедрения оценки гидродинамических параметров продуктивных пластов при реализации технологии управляемого освоения скважин.....	109
Выводы.....	117
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....</b>	<b>120</b>
Литература.....	121
Приложение 1.....	126
Приложение 2.....	127
Приложение 3.....	128
Приложение 4.....	129
Приложение 5.....	132
Приложение 6.....	133
Приложение 7.....	134
Приложение 8.....	135

## Введение

### Актуальность работы

Современный этап развития общества отличается огромной зависимостью экономики от наличия и доступности углеводородного сырья (УВС). Учитывая, что месторождения на небольших глубинах в большинстве своем истощены и находятся на поздней стадии разработки, в разработку вовлекаются глубокозалегающие залежи нефти и газа на континенте и шельфе северных морей, а это приводит к резкому удорожанию строительства скважин. При высокой стоимости бурения глубоких разведочных и эксплуатационных скважин первоочередными задачами являются проблемы безаварийной проводки ствола и оптимального заканчивания при эффективном вскрытии продуктивных пластов-коллекторов. Те же задачи актуальны для многопластовых и сложнопостроенных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами УВС, особенно тогда, когда в результате заводнения обводненность продукции превышает 80-90 %.

Значительные возможности повышения эффективности заканчивания и освоения скважин в осложненных геолого-технических условиях содержатся в новом научном направлении – комплексировании и параллельно-последовательном воздействии волновых, физико-химических и тепловых полей на призабойную зону пласта (ПЗП) и продуктивный пласт в целом.

Как показали предварительные исследования, кумулятивно-волновое воздействие на пласт возникает при вторичном вскрытии взрывными перфораторами, при котором кумулятивные струи пробивают каналы в обсадной колонне и пласте, а ударные волны, возникающие от взрыва зарядов перфоратора, воздействуют на крепь скважины и заколонное пространство. Известно, что под действием интенсивных ударных волн от срабатывания кумулятивных перфораторов в интервале вскрытия возможны изменения околоскважинного пространства (дилатансия породы), приводящие к резкому снижению фазовой проницаемости пласта.

Также известно, что ультразвуковая обработка вскрытого интервала способствует очищению ПЗП и позволяет интенсифицировать приток. Необходимо также учитывать, что кумулятивная струя является струей высокого давления, которая за счет кинетических параметров составляющих ее частиц *продавливает* канал в породе, нарушая ее цельность и создавая уплотнения по стенке канала, а ударная волна, сопровождающая этот процесс, «встряхивает» скелет породы и способствует трещинообразованию сформировавшихся уплотненных зон.

Следовательно, существуют принципиальные основы технологии, в которой изменением параметров волновых процессов от срабатывания перфоратора появляется потенциал формирования проницаемости ПЗП при тех же размерах перфорационных каналов, а комплексирование ударно-волнового воздействия с дополнительными полями (химическим, тепловым и др.) позволит усилить положительный эффект. Однако, до настоящего времени отсутствуют механизмы управления процессом заканчивания и освоения скважин за счет выбора оптимальных параметров наведенных полей воздействия в скважине. Только контроль их взаимовлияния на изменения ФЕС ПЗП позволит достигнуть максимальных результатов при совершенствовании системы «скважина-пласт».

Кроме того, отсутствуют исследования по использованию технологии управляемого заканчивания в многозабойных горизонтальных скважинах при разбуривании месторождений УВС, характеризующихся многоярусным геологическим строением. В них залежи УВС могут быть разделены между собой, расположены на больших глубинах и связаны с ловушками УВС неструктурного типа в виде малоамплитудных локальных объектов.

Также отсутствуют исследования по применению технологии комплексного воздействия при разбуривании сложнопостроенных многопластовых месторождений горизонтальными скважинами, когда необходимо вовлечение в эксплуатацию слабодренированных, тупиковых и застойных зон. В этом случае решением проблемы может стать применение управляемого нестационарного воздействия волнового поля на разрабатываемые залежи, а комплексирование воздействия с регулированием физико-химических характеристик закачиваемых технологических реагентов - значительно повысит эффективность и качество вскрытия продуктивных пластов.

### **Цель работы**

Повышение эффективности и качества вскрытия продуктивных пластов при вводе скважин в эксплуатацию, за счет создания технологии управления комплексным кумулятивно-волновым воздействием.

### **Основные задачи исследований**

1. Анализ современного состояния качества вскрытия продуктивных пластов, вызова и интенсификации притока в осложненных горно-геологических условиях при освоении скважин, расположенных на месторождениях с

трудноизвлекаемыми запасами нефти и на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки.

2. Разработка научно-методических основ технологии качественного вскрытия продуктивных пластов на основе комплексирования измерений тепловых и гидродинамических полей в скважинах.
3. Разработка математических методов изучения формирования и взаимодействия волновых и тепловых полей в системе «скважинная жидкость – кумулятивный перфоратор - продуктивный пласт».
4. Разработка технических требований к системе управления вторичным вскрытием продуктивных пластов и освоением скважин на основе волнового воздействия на призабойную зону продуктивных пластов.
5. Разработка методики термогидродинамических скважинных исследований для оценки качества вскрытия продуктивных пластов и выбора оптимальных режимов интенсификации притока.
6. Опробование технологии контроля за качеством вскрытия продуктивных пластов и управления освоением скважин на пилотных объектах нефтегазового комплекса.

### **Научная новизна работы**

1. Разработаны научные основы создания технологии управления качеством вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин на основе комплексирования измерений волновых и тепловых полей.
2. Научно обоснована и разработана технологическая схема прогнозирования фильтрационной модели при взрыво-кумулятивном воздействии на призабойную зону продуктивного пласта для повышения коэффициента извлечения нефти из пласта.
3. Обоснованы и разработаны критерии выбора оптимальных параметров волнового воздействия для интенсификации вызова притока из продуктивного пласта, с целью повышения коэффициента извлечения нефти.
4. Разработана методика комплексного исследования гидродинамических и тепловых полей в скважине для изучения эффективности заканчивания и освоения скважин.
5. Научно обоснована и разработана функциональная схема компьютеризированного комплекса для управления качеством вторичного вскрытия продуктивных пластов и обеспечения оптимальных условий для вызова и интенсификации притока.

### **Основные защищаемые положения**

1. Функциональные зависимости продуктивности и фазовой проницаемости продуктивных пластов-коллекторов от энергетических характеристик волновых и тепловых процессов в системе «скважинная жидкость – кумулятивный перфоратор - продуктивный пласт».
2. Информационная модель взаимовлияния волновых и тепловых процессов при взаимодействии кумулятивного перфоратора с продуктивным пластом.
3. Критерии прогнозирования продуктивности пластов-коллекторов и оптимизации их вторичного вскрытия по результатам исследований волновых и тепловых полей в скважине.
4. Критерии оценки качества вскрытия продуктивных пластов и методология управления волновыми процессами, позволяющие повышать эффективность освоения скважин за счет выбора оптимальных параметров воздействия на призабойную зону пласта.
5. Частотные характеристики взаимодействия элементов системы «скважинная жидкость - кумулятивный перфоратор - продуктивный пласт» при распределенном заканчивании горизонтальных скважин большой протяженности.

### **Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций**

Достоверность обусловлена корректным применением уравнений механики сплошных сред и численных методов, достаточным объемом скважинных и экспериментальных исследований. Теоретические положения и рекомендации, изложенные в диссертации, подтверждены результатами опробований и испытаний разработанной технологии на пилотных объектах при заканчивании скважин.

### **Практическая ценность работы**

1. Разработана комплексная технология управления вторичным вскрытием продуктивных пластов и освоением скважин, базирующаяся на совмещении управляемого волнового поля и физико-химических воздействий на продуктивные пласты месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.
2. Разработана методика оценки качества вскрытия продуктивных пластов, позволяющая не только количественно оценить продуктивность пластов, но и выбрать оптимальные характеристики ввода скважины в эксплуатацию.

3. Разработана технология управления кумулятивно-волновым воздействием на ПЗП, направленная на восстановление ее фильтрационных характеристик, применение которой позволит интенсифицировать ввод в эксплуатацию скважин на нефтяных месторождениях с трудно извлекаемыми запасами.
4. Разработана и внедрена компьютеризированная система контроля вторичного вскрытия продуктивных пластов и управления воздействием на ПЗП в реальном времени на основе комплексных измерений тепловых и волновых нестационарных полей, возникающих в скважине при проведении кумулятивной перфорации;
5. Впервые разработана технология управления заканчиванием горизонтальных скважин большой протяженности на основе группирования распределенной кумулятивной перфорации.

### **Апробация работы**

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах:

- конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых по математике и физике. Уфа, 2002-2004 г.г.;
- на международной Уфимской школе-конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых по математике и физике, Уфа 2006 г.;
- на научной конференции «Информационные технологии в нефтегазовом сервисе», Уфа, 2006 г.;
- на VII конгрессе нефтегазопромышленников России. Секция «Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин», Уфа, 2007 г.;
- на семинарах и совещаниях Научного центра нелинейной волновой механики и технологии РАН (НЦ НВМТРАН), Москва (2009-2013 г.г.);
- на всероссийской 20-ой научно-практической конференции «Новая техника и технологии для исследований скважин», Уфа, 2014г.

### **Публикации**

Основное содержание диссертации опубликовано в 14 печатных изданиях, включая 8 печатных работ в ведущих реферируемых журналах, согласно перечня ВАК Минобрнауки РФ, в том числе в 4-х патентах на изобретения РФ.



### **Объем и структура работы**

Диссертационная работа изложена на 135 страницах машинописного текста, в т. ч. содержит 10 таблиц и 46 рисунков. Состоит из введения, четырех разделов, заключения, содержащего основные выводы и рекомендации и списка использованных работ по теме диссертации, включающего 105 наименований.

Диссертационная работа выполнена в НЦ НВМТ РАН Института машиноведения им. А.А. Благонравова под научным руководством д.т.н. профессора Валиуллина Р.А. и д.т.н. Шакирова Р.А., которым автор выражает глубокую признательность и благодарность. Автор выражает признательность и искреннюю благодарность специалистам ОАО "Сургутнефтегаз", ОАО "ЛУКОЙЛ", ОАО НК "Роснефть", ЗАО "ПерфоТех", ЗАО "Геоспектр" и др., оказавшим содействие при проведении и обработке данных экспериментальных исследований и во внедрении разработанной технологии при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин.

В диссертации также представлены результаты исследований, выполненных автором и под его руководством в период 2006-2013 г.г. в ЗАО «НТФ ПерфоТех».

## ГЛАВА I

### **Анализ современного состояния качества вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин в осложненных геолого-технических условиях. Постановка задач исследований.**

#### **1.1. Анализ современного состояния и проблемы качества вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин [1-4, 7-9, 10, 17, 19-28, 46-53, 55, 71, 78-80, 88, 90, 98-105].**

Исследованиям методов и технологий качественного вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин посвящены многочисленные публикации отечественных и зарубежных ученых, таких как Агзамов Ф.А., Александров М.М., Ангелопуло О.А., Амиян В.А., Булатов А.И., Буслаев В.Ф., Гайворонский И.Н., Городнов В.Д., Желтов Ю.П., Кошелев А.Т., Кошелев В.Н., Крылов В.И., Крысин Н.И., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Мирзаджанзаде А.Х., Овчинников В.П., Пеньков А.И., Поляков В.Н., Потапов А.Г., Овнатанов Г.Т., Оганов А.С., Оганов Г.С., Аветов Р.В., Ясашин А.М., Шерстнев Н.М., Рукавицин В.Н., Рябоконь С.А., Сидоровский А.М., Шуров В.Н., Вадецкий Ю.В., Дедусенко Г.Д., Кистер Э.Г., Липкес Н.М., Шарипов А.У., Ягафаров Р.Г., Нигматтулина А.Г., Татауров В.Г., Лугуманов М.Г., Нацепинская А.М., Зозуля В.П., Лушнеева О.А., Костянов В.М., Ганеев Р.Ф., Санников Р.Х., Ахметшин Э.А., Салтыков В.В., Галиагбаров В.Ф., Гильмашин И.Г., Ahrens T.Y., Anderson A., Astrella L.A., Churchwell R., Dawies G.E., Behrmann L.A., Daneshy A.A., Bell V.T., Bihop S.R., Bond A.Y., Esk M.E., Halleck R.M., Mead D.A., Grames D.B., Grusbeck C.E., Hinds A.A., Powter C.B., Stiiwell C.T., Warpinski N.R., Webster G.A., Whit D.T., Huber K.Y., Collins R.E., Sausier R.Y., Karakas M., King G.E., Tarig S., Person C.M., Shmidt H.P., Santareilly F.Y., Outfel H., Zandel YP., Zimmerman P.K. и др.

Особо подчеркивается сложность решения поставленных задач по управлению качеством вторичного вскрытия пласта и оценки состояния призабойной зоны пласта в процессе освоения скважины и пласта. Несмотря на значительное количество исследований, способствующих повышению гидродинамического совершенства ствола скважины в призабойной зоне пласта, применение на практике известных технологий затруднено, ввиду отсутствия методик управления качеством вскрытия пластов, что не позволяет достигать их потенциальной продуктивности.

Важную роль данная проблема приобретает при освоении скважин, бурящихся в сложнопостроенных низкопроницаемых коллекторах, когда из-за некачественного их вскрытия потенциальные возможности основных

разрабатываемых горизонтов используются лишь на 10-15%. Также в этих скважинах, из-за неоднозначности результатов освоения ввиду отсутствия необходимой аппаратуры контроля и методологии управления процессом, увеличиваются риски пропуса продуктивных горизонтов.

Результатами проведенного анализа выявлено, что вопросы качества освоения скважин могут быть значительно усовершенствованы при применении системы управления освоением скважины, основанной на инструментальных исследованиях аномалий термогидродинамических полей (ТГДИ) в интервалах вторичного вскрытия и их трансформацией, связанной с изменением притока флюида из пласта после нестационарного волнового воздействия на ПЗП [9, 28, 39, 46, 53, 61, 85-87].

## **1.2. Состояние проблемы освоения скважин на основе перфорационных технологий вскрытия продуктивных пластов.**

Под освоением скважин, обсаженных эксплуатационной колонной понимается комплекс работ [46, 48, 53], включающий вторичное вскрытие пластов при перфорации эксплуатационной колонны, последующий вызов притока из интервалов вторичного вскрытия, восстановление фильтрационных характеристик ПЗП и связанное с этим увеличение притока. ТГДИ необходимы для определения количественных и качественных характеристик вскрытого пласта, а проведение их в реальном времени позволяет применять полученную информацию для оперативного управления освоением [61].

Вторичное вскрытие пластов в скважинах, пробуренных на нефть и газ, является единственной технологической операцией, проводимой промыслово-геофизическими организациями на этапе строительства скважины, хотя промысловая геофизика является информационной службой. Но начиная с ПВР в скважинах, ГИРС направлены не только на получение геолого-технической информации, но и на воздействие и изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП). Проводятся обработки ПЗП ультразвуком, тепловыми и импловзивными методами, воздействие пневматическими и пороховыми генераторами, свабирования и т.д. которые применяются как отдельно, так и в комплексе с прострелочно-взрывными работами (ПВР) в скважинах.

В последние годы опыт применения прострелочно-взрывных аппаратов (ПВА) также претерпел значительные изменения. Были созданы перфорационные системы, пробивающие в породе глубокие каналы (1100-1500 мм) и вскрывающие протяженные интервалы (500-2000 м) за один рейс, при снижении общей фугасности ПВА.

В ряде опубликованных исследований показано, что в результате вскрытия пласта бурением ПЗП в пределах 3-5 радиусов ствола скважины приходит в сложнапряженное состояние из-за перераспределения влияний горного и пластового давлений, особенно при высокой анизотропии пласта [22]. Это приводит к изменению структуры порового пространства этой зоны, ухудшению фильтрационных характеристик и зависимости ФЕС этой зоны от величины забойного давления. Одним из решений этой проблемы является создание перфорационных каналов, проходящих через эту зону насквозь и соединяющих скважину с малоизмененной областью пласта, что требует принципиально новых подходов, как к организации, так и проведению работ по вторичному вскрытию.

Анализ изменений в технологиях ПВР в скважинах, выявление информации о причинно-следственных связях и взаимовлиянии отдельных операций на результаты работ, позволили сделать вывод, что перфорация или реперфорация скважины являются одним звеном в непрерывной информационно-технологической цепи, называемой *вторичное вскрытие пласта*. Анализ современного состояния вторичного вскрытия пластов, как главенствующего и завершающего этап строительства скважины, позволяет сформулировать следующие требования к решению задач по повышению эффективности по заканчиванию скважины в целом:

- достоверность выбора объекта перфорации;
- выбор оптимизированной технологии и метода перфорации;
- необходимость управления вызовом интенсификацией притока;
- необходимость рационального выбора подземного оборудования и управления вводом скважины в эксплуатацию.

Реализация каждого из вышеперечисленных требований имеет четко обозначенное функциональное назначение и служит для выполнения следующих задач:

- Прогноз дебита скважины.
- Оценка качества перфорации.
- Оценка гидродинамической связи системы скважина-пласт и подтверждение прогнозного дебита.
- Фактический дебит скважины.

Качество перфорации и гидродинамической связи системы «скважина - пласт» позволяют судить о совершенстве вскрытия пласта, и только сопоставление потенциального и фактического дебитов дают возможность

решить вопрос об эффективности вторичного вскрытия ПП и освоения скважины в целом.

Выбор объекта перфорации должен основываться на всей совокупности геолого-геофизической информации, полученной как на этапе строительства скважины при первичном вскрытии пласта, так и в результате геофизических исследований в открытом стволе и изучении технического состояния обсадной колонны и затрубного пространства. Вся информация, полученная при первичном вскрытии пласта и в результате геофизических исследований, является постоянно пополняемой базой данных (БНД) для построения геологической и гидродинамической моделей месторождения, залежи, пласта и в частном случае, околоскважинного пространства. На основании всей совокупности информации выбирается технология вторичного вскрытия и осуществляется прогноз дебита вновь вводимой в эксплуатацию скважины.

Одним из основных параметров вторичного вскрытия пласта является забойное давление перфорируемого интервала. Применяются методики на депрессии ( $P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}}$ ), комбинированные (часть работ выполняется на одном давлении, часть на другом), на равновесии ( $P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}}$ ) и на репрессии ( $P_{\text{заб}} > P_{\text{пл}}$ ).

Если для массивных карбонатных и хрупких коллекторов может считаться приемлемым метод вскрытия на репрессии, создающий сеть дополнительных трещин вокруг перфорационных каналов, то для слоистых пластичных коллекторов с повышенным содержанием глинистого материала он неприемлем. Основным методом вскрытия коллекторов такого типа является перфорация на депрессии, и как частный случай, когда не позволяет техническое состояние колонны и затрубного цемента – перфорация на равновесии.

Рекомендуемая величина депрессии, в среднем 0,5 – 1,5 МПа, уточняется для каждого месторождения в зависимости от прочности скелета породы и пластового давления, которое может быть определено по результатам испытаний пластов на трубах (КИИ). Так как на современном этапе используются заряды с порошковой воронкой, не создающие затыкания перфорационного канала пестом, то основным назначением перфорации на депрессии является очистка перфорационных каналов от обломков породы и создание системы дополнительных трещин вокруг канала.

При вторичном вскрытии пласта используются различные жидкости: вода, солевые растворы, растворы ПАВ, КМЦ, глинистый раствор, перфорационные жидкости, кислоты, нефть и др. Ранее, на предыдущем этапе, когда пласты вскрывались перфораторами на глубину 10 – 15 см перфорационный канал заканчивался в зоне кольматации пласта. В этом случае уже не имела

принципиального значения жидкость перфорации, т.к. эта зона была ухудшена до такой степени, что дальнейшее ее ухудшение практически не сказывалось.

Применение современных перфорационных систем, при которых перфорационные каналы выходят за зону проникновения фильтратов растворов заполнявших скважину во время бурения и тампонажа, для сохранения ФЕС пластов вскрытие должно проводиться на нефти или гидрофобной перфорационной жидкости. Как компромиссный вариант можно рассматривать вскрытие на водных растворах при большой депрессии, когда после перфорации в процессе выравнивания давления каналы очищаются и остаются заполненными пластовым флюидом.

Вскрытие нагнетательных скважин должны проводиться на жидкости нагнетания. Недопустимо вторичное вскрытие пласта на буровых жидкостях, т.к. их предназначением является создание непроницаемой корки и уменьшение водоотдачи в пласт, тогда как задача перфорационных жидкостей – сохранение ФЕС пласта.

По способу доставки ПВА в интервал перфорации существует несколько способов:

- на геофизическом кабеле (ПК, ПКО, ПКС);
- на насосно – компрессорных трубах (ПНКТ);
- через НКТ на геофизическом кабеле (ПРК-54С, ПРК-42С, ПРК50С и др.);
- автономный.

Если первая группа перфораторов рассчитана на работу при репрессии на пласт, то вторая и третья группы рассчитаны на работу при депрессии. Все эти группы перфораторов известны и получили широкое распространение в промышленности, однако последняя группа относительно недавно появилась на российском рынке и, довольно успешно, вытесняет другие типы. Для этой группы созданы дополнительные элементы подземного оборудования: пакеры и клапаны – отсекатели, доставляемые на забой совместно с перфоратором.

После доставки ПВА в интервал и позиционирования, срабатывает исполнительный механизм и пакер раскрывается, удерживая перфоратор. Кабель или НКТ, через съемный замок отсоединяют и поднимают, оставляя ПВА в заданном интервале. Следующий этап - на НКТ спускается ЭЦН и запускается в работу. По мере снижения уровня в скважине возникает перепад давления в подпакерным и надпакерным пространствах. При достижении его определенной величины срабатывает адиабатический взрыватель, приводящий к срабатыванию перфоратора. Пласт перфорируется и открывается клапан – отсекатель в верхней части пакера, через который скважинный флюид поступает в надпакерное пространство и поднимается насосом. При остановке насоса и выравнивании давления клапан – отсекатель садится на седло,

герметизируя подпакерное пространство. При глушении скважины жидкость глушения не проникает в зону перфорации и не ухудшает ФЕС пласта. Основным недостатком способа заключается в том, что в подпакерное пространство невозможно доставить геофизические приборы, что ограничивает работы по контролю за разработкой месторождения.

При этом способе вскрытия особенно обходима повышенная надежность работы ПВА и четкость управления иницирующим импульсом давления.

На основании выбранной технологии вторичного вскрытия проводится выбор ПВА и плотности вскрытия.

Аппараты для вторичного вскрытия пластов подразделяются на взрывные и невзрывные. К первым относятся торпедные, пулевые и кумулятивные перфораторы, ко вторым: сверлящие и гидropескоструйные.

Так как кумулятивные перфораторы применяются в более чем в 95% работ по вторичному вскрытию в скважинах, остановимся на них подробнее. По конструктивному оформлению они подразделяются на многоразовые корпусные, одноразовые корпусные, бескорпусные перфораторы с извлекаемыми каркасами разрушающиеся перфораторы. Также к конструктивным особенностям относится фазировка между стволами: 45°, 90°, 120°, 180°, 0°. Основными характеристиками перфоратора являются габариты, диаметр и длина пробиваемого канала, плотность зарядов и фугасность.

Особенно большие изменения за последние годы претерпел зарядный комплект кумулятивных перфораторов. Прессование шашки ВВ в массивных металлических корпусах, изготовление воронок из порошковых смесей позволили получить чистый канал, потому что порошковый пест не «затыкал» пробитый канал и вымывался при вызове притока. В перфорационном мире произошел качественный скачок в конструировании зарядных систем. Лучшие образцы кумулятивных зарядов западных компаний пробивают каналы протяженностью 1400-1500 мм по бетонной мишени (API 19B). Прогресс коснулся и российских изделий - 20 г. заряд ЗПК 105С компании «НТФ ПерфоТех» пробивает канал длиной 850-900 мм с входным отверстием 11-12 мм.

Для сравнения: заряд предыдущей эпохи ЗПК 103 с медной воронкой при большей навеске ВВ пробивал всего 150-200 мм (API-43).

Одновременно с увеличением канала произошло и значительное уменьшение фугасного воздействия заряда на корпус перфоратора и зону вскрытия за счет перераспределения энергии взрыва. Предыдущее поколение перфораторов развивали максимальные давления в зоне срабатывания 150,0 – 250,0 МПа (ПКС-80) и 50,0 – 75,0 МПа (ПК-103), то для современных

корпусных перфораторов давления не превышают 20,0 – 40,0 МПа (ПКО-89С, ПК-105С).

Сокращение фугасного воздействия на интервал перфорации благотворно сказалось на сохранности обсадной колонны и цементного камня. Уменьшилось количество заколонных перетоков, практически не встречается явление дилатансии, когда под воздействием ударной волны происходила перекомпоновка скелета породы в ПЗП, что снижало фазовую проницаемость по газу в десятки, а по жидкости – в сотни раз.

Современные кумулятивные перфорационные системы близки по «щадающему» вскрытию к сверлящим перфораторам, а по эффективности превосходят последние многократно.

Можно привести следующий пример: Кичимовское месторождение, водоплавающая залежь, режим работы - без поддержки пластового давления. Пласт был вскрыт каналами глубиной 6 см и плотностью 10 отв/м просверленными сверлящим перфоратором. Дебит скважины составлял 3 – 4 т/сут, обводненность продукции до 90% при  $H_{г1} = 1300$  метров. После реперфорации вскрытого интервала на депрессии каналами глубиной 800 – 850 мм и плотностью 13отв/м, скважина заработала с дебитом 15 т/сут при снижении обводненности до 15% и  $H_{г2} = 400$ м.

Объясняется это тем, что при большой депрессии ( $H_{г1} = 1300$  м) и слабой фильтрации флюида через ПЗП обсадная колонна на забое сжималась на 60 - 100 мкм, образуя кольцевой канал, по которому подтягивались подошвенные воды. А при создании эффективной гидродинамической связи с пластом основной приток был уже из перфорированного пласта.

Плотность перфорации, в зависимости от поставленной задачи, при вскрытии однородного пласта может быть рекомендована от 10 до отв/м. и выше. В случае одновременной эксплуатации в одной скважине разных пластов с неодинаковыми характеристиками плотность перфорации должна быть обратно пропорциональна фильтрационным свойствам пластов.

Анализируя дебиты скважин, в которых перфорация и вызов притока выполнялся как одна технологическая операция со скважинами, в которых перфорация и освоение были разнесены по времени, было отмечено, что дебиты первой группы значительно выше.

Это подтверждается данными других исследователей и относится ко всем видам скважин, включая нагнетательные скважины. При исследовании скважин после их освоения и последующей эксплуатации было отмечено неполное восстановление приемистости нагнетательных скважин. Установлено, что степень восстановления проницаемости ПЗП зависит от времени с момента



остановки скважин до ее освоения. С увеличением этого времени полнота восстановления проницаемости снижается.

Для выяснения причин были проведены лабораторные исследования, сущность которых заключалась в следующем. Через карбонатные керновые образцы известной проницаемости продавливали мелкодисперсную водомеловую суспензию малой концентрации, но перед этим образцы экстрагировали и определяли их проницаемость. После продавливания часть образцов (первую группу) сразу устанавливали в противоток, где они промывались дистиллированной водой определенного объема. Другую часть образцов (вторую группу) подвергали тем же операциям, но через 30 дней с момента их продавливания.

Вновь находили проницаемость. Сравнение результатов показало, что проницаемость кернов второй группы восстановилось в меньшей степени, чем первой, хотя количество прокачиваемой воды было одинаковым. Полностью проницаемость керновых образцов из первой группы не восстановилась, несмотря на достаточно длительную фильтрацию через них дистиллированной воды.

Это свидетельствует о том, что за месяц в образцах вследствие диффузионных процессов произошло закрепление заливаемых частиц на поверхности пор, в результате чего проницаемость данных образцов восстанавливалась в меньшей степени. Проведенные исследования подтверждают утверждения о необходимости сокращения до минимума временного интервала от момента вторичного вскрытия пластов до их освоения и ввода в эксплуатацию.

Если рассмотреть эту ситуацию применительно к нефтяным скважинам, перфорация в которых проводилась на репрессии и воде, к тому же простоявшим до освоения длительный срок (часто бывает недели и месяцы) то не помогут ни глубокие каналы, ни большая плотность перфорации, а дебиты скважин будут значительно ниже потенциально возможных.

В связи с этим рекомендуются следующие мероприятия:

1. Запретить вскрытие нефтегазовых скважин на глинистых и водных растворах. Вторичное вскрытие должно быть только на нефти и нефтесодержащих (перфораторных) жидкостях.
2. Вторичное вскрытие и вызов притока (освоение скважины) являются единой технологической операцией. Недопустим разрыв во времени между вскрытием и освоением. Как в частном случае, всегда отдавать (при прочих равных условиях) предпочтение перфорации на депрессии и корпусным перфоратором.

3. Процесс перфорации должен сопровождаться инструментальным контролем и до глушения скважины основные параметры ( $R_{\text{заб}}$ ,  $N_{\text{перф.}}$ ,  $Q_{\text{скваж}}$ ) должны представляться заказчику.
4. Глушение скважин (при крайней необходимости) производить горячими жидкостями.

Потенциал скважины зависит от качества многолетних разведочных работ, обустройства скважины и бурения, занимающего несколько месяцев. При этом судьба скважины определяется оптимальным заканчиванием, которое начинается с ПВР длящихся всего доли секунды. Это важнейшее звено между коллектором ПП и стволом скважины во многом определяет эффективность скважины. В результате ПВР образуются каналы вглубь коллектора, которые позволяют извлекать не только углеводороды, но и управлять этим процессом через воздействие в нагнетательных скважинах..

При проведении ПВР каждое из трех основных видов закачивания скважины: естественное, интенсифицированное или закачивание с контролем за пескопроявлением имеет свои особенности:

- В случае естественного закачивания, когда после ПВР без дополнительных мероприятий идет эксплуатация скважины, в основном эффективно глубокое перфорирование.
- При стимулируемом закачивании (гидроразрыв или кислотная обработка) важно выдержать небольшой угол между направлениями выстрелов для соединения каналов с новыми образуемыми трещинами в коллекторе для повышения эффективности гидроразрыва.
- При вскрытии рыхлого пласта (слабосцементированного коллектора) перфорационными каналами большого диаметра, для уменьшения пескопроявления проводят заполнение фильтра скважины гравием.

Важный геометрический аспект ПВР глубина проникновения: простираются ли перфорационные каналы за поврежденную во время бурения зону или нет. Глубина проникновения в ходе поверхностных испытаний отличается от результатов под давлением в скважине в 2-3 раза, что подтверждается наземными испытаниями на мишенях API под давлением. Поэтому наиболее существенными параметрами при выборе перфоратора являются глубина проникновения и эффективная плотность выстрелов. Глубина проникновения важна потому, что чем глубже перфорация, тем более эффективным является радиус ствола скважины. Для эффективного вскрытия скважины мощный перфоратор должен простреливать глубину в 1,5 раза превышающую глубину повреждения ПЗП скважины при высокой плотности выстрелов. Предполагается, что большое количество отверстий дает большую возможность для притока углеводородов в скважину и повышает вероятность

того, что каналы будут дренировать проницаемые интервалы анизотропного коллектора.

Следующей по значимости после плотности выстрелов и глубины проникновения является фазировка каналов, потому что правильно подобранной фазировке обеспечивается приток углеводородов в скважину наиболее коротким путем. При обычных характеристиках притока диаметр перфорации не имеет большого влияния на дебит, если он не менее 6 мм, что в настоящее время достижимо всеми используемыми для естественного закачивания перфораторами.

### **1.3. Информационное обеспечение кумулятивного воздействия на призабойную зону продуктивного пласта и оценка качества вскрытия.**

#### **1.3.1. Требования к информационному обеспечению.**

Исследования, проводимые при контроле вторичного вскрытия, должны быть направлены на решение следующих задач [20, 21, 46, 52,74]:

- оценка полноты срабатывания кумулятивного перфоратора;
- оценка качества срабатывания кумулятивного перфоратора;
- выделение интервалов и наличие в них перфорационных каналов;
- определение гидродинамической связи скважины и пласта;
- определение состояния призабойной зоны (наличие заколонных перетоков);
- определение добычных возможностей скважины (потенциальный дебит, текущий дебит, коэффициент продуктивности).

На практике ввиду многообразия условий, при которых проводятся прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважинах, используются перфораторы различных конструкций, при этом перфорацию осуществляют не только на кабеле, но и на насосно – компрессорных трубах (НКТ). В процессе перфорации часто возникают условия, при которых практически невозможно установить момент срабатывания взрывного устройства обычными методами (звук, натяжение кабеля). В связи с этим возникают опасные ситуации, когда не сработавшие взрывные устройства обрываются и остаются в скважине или в боевом состоянии поднимаются на поверхность, создавая аварийную ситуацию на скважине. Существующие традиционные методы контроля за срабатыванием перфораторов не позволяют достаточно точно оценить полноту и качество ПВР.

Обычно перечень работ, выполняемых при контроле за перфорацией включает следующие мероприятия:

1. В первую очередь проводятся измерения термометром. Измерения проводятся на спуске прибора во избежание перемешивания жидкости кабелем и нарушения теплового равновесия в стволе скважины. После этого выполняются другие измерения, предусмотренные программой, установками, входящими в комплексный прибор, например термодобитомером и резистивиметром.
2. Производятся измерения локатором муфт или ГК (НКГ), которые служат для привязки по глубине диаграмм других методов к муфтам или к разрезу.
3. Измерения приборами, определяющими состав жидкости в стволе скважины, и дебитомером (если они не были проведены на предыдущих этапах исследований комплексными приборами). Измерения выполняются после операций по привязке интервала вскрытия к разрезу.
4. Измерения механическими дебитомерами - расходомерами выполняются после исследования состава жидкости в стволе скважины. Производится как точечная, так и непрерывная запись.
5. Заключительные исследования выполняются генератором нейтронов.

В настоящее время исследования скважин осуществляются комплексной аппаратурой. Она бывает двух типов: аппаратура, регистрирующая одновременно несколько методов, и аппаратура, в которой регистрация методов происходит последовательным их переключением.

В таблице 1 приведены некоторые из наиболее используемых скважинных приборов при исследованиях скважин [54].

Таблица 1

*Виды применяемой аппаратуры и методы ГИС*

№ п/п	Аппаратура	Разработчик	Регистрация	Методы
1.	СТЛ-28	БашГУ - ВНИИНП, Уфа	С последовательным переключением	Т, ЛМ
2.	НАПОР	НПФ "Геофизика", Уфа	С последовательным переключением	Т, СТИ, РГД, М, ЛМ
3.	КСА-Т7	СКБ, Тюмень	Одновременная	Т, СТИ, ЛМ, М, ВГД, АШ
4.	АГАТ-36	НПФ "Геофизика", Уфа	Одновременная	Т, СТИ, ЛМ, М, РГД, ГК
5.	ГРАНИТ	НЦП "Герс", Тверь	Одновременная	Т, СТИ, ЛМ, М, АШ, ВГД, ГК, РИС
6.	ПОНСК	УГНТУ, Уфа	Одновременная	Т, ГК, СТИ, ЛМ, ВГД, АШ

Кроме условий и последовательности исследований основными положениями методики проведения исследований является также выбор скорости регистрации и масштаб записи диаграмм, направление записи и т.д.

Анализ состояния геофизических исследований показывает, что очень часто контроль качества исходного материала проводится недостаточно эффективно и не в полной мере. В большинстве случаев эта процедура переносится на этап обработки и интерпретации, тем самым увеличиваются затраты времени на выдачу заключений.

С другой стороны, обработка и интерпретация диаграмм без предварительного установления их качества резко снижает эффективность интерпретации и зачастую приводит к ошибочным результатам. Тем не менее, сегодня уже создаются попытки автоматизировать процесс оценки качества материала с целью повышения эффективности обработки полученных данных.

В таблице 2 применительно к контролю вторичного вскрытия приведены задачи, при решении которых могут быть использованы методы ГИС [51,74,76].

Таблица 2

**Информационные параметры при оценке качества вскрытия продуктивных пластов**

№ п/п	Решаемые задачи	Метод исследования	Информативный признак на диаграммах
1.	Факт срабатывания перфоратора	Т, СТИ, ЛМ, М, АШ, ВГД, РИС, ГК	Возникновение температурной аномалии
2.	Фактическое положение зоны перфорации по глубине		Форма температурной аномалии. Изменение формы кривой ЛМ и Пк
3.	Наличие гидродинамической связи перфорированного пласта со скважиной		Форма температурной аномалии. Наличие шумового поля в интервале вскрытия при изменении режима скважины.
4.	Наличие гидродинамической связи перфорированного пласта с неперфорированными пластами		По наличию пластов с аномальными градиентами температуры (реперные пласты) в зумпфе Наличие шумового поля в интервале перемычек при изменении режима скважины
5.	Привязка к разрезу		

Из таблицы № 2 видно, что эти методы практически перекрывают по своим потенциальным возможностям весь круг задач, требуемых решения при контроле вторичного вскрытия. Полученные результаты анализа экспериментальных и теоретических исследований позволяют на данный момент рекомендовать приведенные в таблице 2 методы для использования на практике.

При проведении исследований изучаются обычно все продуктивные пласты, как перфорированные так и не перфорированные, вскрытые данной скважиной и доступные для измерений. Объектами исследования являются обводняющиеся эксплуатационные и нагнетательные скважины.

Специальные комплексы применяются для решения отдельных и частных задач: контроль за положением ВНК и ГНК в контрольных скважинах, изучение эксплуатационных характеристик работающих пластов, изучение технического состояния скважины. Специальный комплекс может уточняться в зависимости от конкретных геолого–технических условий, наличия аппаратуры и особенностей разработки отдельных нефтяных месторождений.

### **1.3.2. Комплекс методов и последовательность проведения исследований при оценке качества вскрытия продуктивных пластов. Контроль перфорации на современном этапе.**

Контроль перфорации на современном этапе состоит из следующих мероприятий [20,21,35,46,52,74,76-78]:

- контроль оборудования, кабеля, аппаратуры общего назначения;
- контроль технического состояния стреляющего аппарата до снаряжения;
- контроль состояния и исправности ВМ (зарядов, ДШ, детонатора);
- контроль снаряженного аппарата перед спуском в скважину;
- контроль движения и исправности цепи перфоратора при спуске в скважину;
- установка аппарата в интервал перфорации пласта;
- контроль факта и полноты срабатывания зарядов прострелочно – взрывной аппаратуры в интервале перфорации;
- контроль и выделение перфорированного интервала;
- определение качества гидродинамической связи в системе «пласт-скважина», технического состояния скважин, а также при необходимости выбора комплекса дальнейших геолого-технических мероприятий,
- ГИС в процессе освоения объекта для контроля вскрытия пласта.

Перечисленные выше элементы контроля перфорации разработаны ранее, в разной степени имеют технико-методическое обеспечение, и используются на производстве. Вопросы контроля факта и полноты срабатывания кумулятивного перфоратора остаются открытыми.

Точная установка аппарата в скважине, т.е. привязка интервала прострелочно-взрывных работ к геологическому разрезу скважины, имеет

первостепенное значение для обеспечения высокой эффективности и результативности работ.

В начале применения ПВА при вторичного вскрытия пластов для определения глубины спуска использовали промер кабеля на устье скважины. Сегодня установка аппарата в заданном интервале производится сопоставлением проведенной записи ЛМ, локатора магнитных меток или РК к контрольной диаграмме, зарегистрированной при окончательном каротаже скважины. Общая погрешность в установке ПВА на заданной глубине при перфорации на кабеле из-за просчетов или неправильного учета различных факторов, изменяющих его длину, может достигать 2 – 3 метров при работе на глубине 2 – 3 км.

Более точная привязка аппарата к намеченному интервалу обеспечивается следующей технологией, имеющей в ряде нефтедобывающих районов незначительные отличия, но основная суть которой заключается в следующем:

- при шаблонировании скважины геофизическим прибором регистрируют кривую геофизического параметра (чаще всего – РК, ЛМ, ЛПО);
- вблизи интервала перфорации делают остановку и на кабеле завязывают метку на уровне стола ротора или какого-либо другого ориентира, проводят запись на диаграмме в интервале с отметкой глубин;
- совмещают зарегистрированную диаграмму с диаграммой такого же метода, но полученную ранее и привязанную к пласту;
- определяют глубину метки, в случае необходимости – от нее отмеряют вверх или вниз расстояние для новой метки, совмещенной с кровлей перфорируемого пласта;
- ПВА в скважине устанавливают, обеспечивая совпадения ориентира с «истинной» меткой на кабеле;
- проводят залп и вскрывают интервал перфорацией;
- прибором сопровождения контролируют движение (спуск-подъем) перфоратора, а если он позволяет, им все же выделяют перфорированный интервал;
- производят подъем перфоратора и извлекают из скважины.

Рассмотрим несколько геофизических приборов применяемых для контроля за перфорацией.

В *аппаратуре АКП-1* объединены совместно РК, ЛМ и ПО. Это позволяет следить за движением перфоратора и шаблона, осуществлять привязку интервала перфорации к геологическому разрезу, устанавливая перфоратор по данным записи ГК, муфтовых соединений и магнитных меток на обсадной

колонне, а также определять фактическое местоположение интервала перфорации в обсадной колонне диаметром от 114 до 168 мм.

В Западной Сибири с 1975 года освоена несколько измененная методика привязки перфоратора по глубине скважины с помощью локатора муфт. Она включает:

- совместную регистрацию диаграммы РК и ЛМ для точного определения положения реперной (короткой) муфты по отношению к геологическому разрезу скважины;
- разметку кабеля по реперной муфте; проверку правильности разметки кабеля путем дополнительной записи диаграммы ЛМ;
- установку перфоратора по меткам на кабеле;
- определение фактического положения интервала перфорации с помощью ЛМ, что позволяет принять необходимые меры в случае ошибочных прострелов. В качестве реперной муфты принимают одно из сдвоенных соединений колонны, получаемых благодаря размещению вблизи продуктивного пласта укороченной (2 – 4м) обсадной трубы.

*Локатор перфорационных отверстий ЛПО* основан на известном принципе магнитной дефектоскопии и позволяет определять местоположение перфорированного интервала. При намагничивании обсадной колонны электромагнитом, магнитные силовые линии встречая на своем пути дефекты, например, перфорационные отверстия, искривляются, образуя поле рассеяния, которое считается индукционным датчиком.

*Индукционный скважинный дефектомер ДСИ* предназначен для обнаружения трещин и различного рода дефектов в стальных колоннах. Работа прибора основана на измерении вторичной ЭДС поля вихревых токов, наводящихся в стенке трубы генераторной катушкой. За один спуск на одножильном кабеле аппаратура ДСИ позволяет записать одновременно две кривые, характеризующие изменение электропроводности колонны, наличия трещин, разрывов (канал «трещины») и изменение магнитной проницаемости колонны (канал «диаметр»).

*Дефектомер-толщиномер СГДТ-3* предназначен для изучения состояния затрубного цементного камня и обсадной колонны. Действие его основано на регистрации рассеянного гамма-излучения окружающей скважинной средой. Прибор СГДТ-3 имеет два зонда – дефектомера разной длины. Каждый из зондов имеет свой индикатор и свинцовые экраны с коллимационными окнами. Возникновение в цементном камне каналов, трещин с большим раскрытием, а также уменьшение толщины стенки обсадной колонны приводят к изменению интенсивности вторичного гамма-излучения. Поэтому, интервалы перфорации



выделяются на диаграммах СГДТ-3 участками снижения толщины стенки колонны и разуплотнения затрубного пространства. Особенно это заметно при вскрытии бескорпусными перфораторами и повышенной (повторной) плотности вскрытия.

*Скважинный акустический телевизор САТ-1* [37] предназначен для детального исследования неоднородностей на поверхности стенок скважины с помощью ультразвукового луча. Детальность исследования может приближаться к длине волны излучателя. Амплитуда принятого отраженного сигнала определяется акустическим волновым сопротивлением стенки скважины и затуханием сигнала в промывочной жидкости. Излучатель, работающий в импульсно режиме, образует узконаправленный акустический луч, перпендикулярный к поверхности глубинного прибора. Двигатель осуществляет вращение луча, который перемещается в горизонтальной плоскости скважины. Излучатель возбуждается от генератора импульсов и в момент посылки каждого импульса в наземную аппаратуру передается импульс синхронизации. Сигнал, отраженный от стенки скважины, поступает на приемник и после соответствующей обработки передается на наземную панель. С блоком вращения луча механически связан датчик азимута, что позволяет полученную информацию ориентировать в пространстве. В наземной аппаратуре отображение стенки скважины в отраженных лучах осуществляется на экране электроннолучевой трубки. Длительность развертки соответствует времени одного оборота луча. С экрана ЭЛТ сигнал регистрируется на фотоноситель, перемещаемый со скоростью пропорциональной скорости каротажа. Из всех известных на сегодняшний день способов выделения интервала, перфорации информация, полученная прибором САТ-1, наиболее достоверная, позволяющая сосчитать как количество, так и расположение перфорационных отверстий на обсадной колонне. Следует отметить также и то, что это единственный метод, позволяющий при увеличении плотности перфорации при достреле старой скважины, определять в какое время была сделана каждая дырка по величине и форме зарегистрированных отверстий.

*Аппаратура Элга и УБМ* используется для сопровождения перфораторов во время спускоподъемных операций для контроля целостности взрывной цепи, состояния электрической изоляции и блокирования цепи от возможных электрических наводок промышленной электроэнергии до достижения перфоратора до определенной глубины.

*Многорычажные (24-48) профилемеры* применяются для выделения интервала перфорации по увеличению диаметра колонны от фугасного воздействия ПВА и наличию отверстий в исследуемом интервале.

### **Использование индикаторных методов.**

Основным источником информации о взрыве перфоратора в интервале вторичного вскрытия на устье скважины является регистрация возмущений сейсмического и акустического полей, выделяемых более или менее стабильном фоне помех от работы оборудования при перфорации на НКТ [51-54,74,76-78,79,80].

Индикатор «АНИС» состоит из двух каналов:

- регистрация сейсмического сигнала в полосе 5-25 Гц;
- регистрация акустического сигнала в полосе 500 – 800 Гц.

Корпус датчиков закрепляется на устьевом оборудовании скважины. Сейсмический канал регистрирует сам факт возмущения от взрыва, акустический канал отмечает реакцию оборудования на «встряхивание». Поэтому на диаграммах, зарегистрированных индикатором, сигнал пьезодатчика отстает по времени вступления от сигнала сейсмодатчика, и его вступлению соответствует переход максимума по сигналу сейсмодатчика. Этим сигнал от взрыва отличается от удара по колонне. При регистрации факта взрыва большего количества ВВ в скважине разница между вступлениями сигналов уменьшается, что связано со сложным и длительным процессом возмущения, состоящим из встряхивания с одновременным раскачиванием оголовка колонны.

При проведении работ на скважине после закрепления блока датчиков на фланце обсадной колонны или на лубрикаторе включают калибратор панели для установки масштабов записи на регистраторе. Одновременно это служит для проверки работоспособности всего приемно-измерительного тракта. Устье каждой скважины при оснастке серийным оборудованием имеют отличия зависящие от:

- технологии вскрытия пластов - устье остается открытым или на нем устанавливается дополнительное оборудование;
- высоты фланца, определяемого куском трубы, приваренным к обсадной колонне, которая может быть различной длины и разного веса;
- подвижностью верхней части обсадной колонны, определяемой конструкцией скважины, а также наличием цементного кольца между породой и кондуктором, кондуктором и обсадной колонной;
- установкой блока датчиков в разных местах обвязки устья скважины.

В связи с этими субъективными причинами зарегистрированный сигнал может быть различной величины при взрыве зарядов с одинаковой навеской.

Для стандартизации процесса измерений на скважинах, нужен такой эталон, который бы исключил влияние всех причин, названных выше. Таким эталоном для создания ударных нормированных ускорений может быть видоизмененная модель баллистического маятника. Роль наковальни играет фланец скважины, а молотом служит груз известной массы, подвешенный на шнуре определенной длины. Блок датчиков на фланце крепится вертикально. К его болту снизу крепится шнур, на другом конце которого закреплен молот. Молот поднимают до упора с болтом и опускают. Молот падает вниз и через шнур передает импульс ускорения на фланец и датчики. Величина и длительность импульса зависят от высоты падения и веса молота.

После настройки аппаратуры калибровочный импульс записывают на регистратор. Масштабы записи не меняются в течение всего цикла работ по скважине.

*Перфоратор на кабеле* доставляют в интервал вскрытия. Перед подачей иницирующего импульса в боевую цепь включают запись регистратора, которая длится в течение 10 – 15 секунд после срабатывания звукового сигнала индикатора.

*Во время перфорации на НКТ* регистратор включается перед следующими операциями:

- при применении адиабатической иницирующей головки (ИГ) в момент начала повышения давления в НКТ, отмечаемый манометром, закрепленный на устье скважины или пульте агрегата;
- при применении ударной иницирующей головки (ИГ) в момент сбрасывания штанги в НТК или при подходе штанги на кабеле (ШИП) к перфоратору.
- иницирование на кабеле через лубрикатор - самый сложный случай определения факта срабатывания перфоратора, так как любое изменение скорости спуска кабеля приводит к раскачиванию лубрикатора, фланца колоны и т.д., что может быть интерпретировано как сигнал от взрыва перфоратора.

Для определения факта срабатывания перфоратора в этом случае рекомендуется:

- при подходе к интервалу нахождения перфоратора включить заднюю скорость каротажного подъемника и дальнейший спуск штанги (ШИП) проводить без резких остановок и дерганий;
- включить индикатор, настроить его и производить запись на протяжении последнего участка спуска штанги;
- если взрыв не зарегистрирован, то не включая записи регистратора, аккуратно приподнять штангу над перфоратором;

- повторить предыдущие операции, только на большей скорости спуска штанги;
- крепить блок датчиков как можно ближе к земле, т.к. сигнал от взрыва не изменится, а помехи, связанные с раскачиванием оборудования, резко уменьшаться;
- перед спуском штанги ослабить сальниковое устройство, что приведет к лучшему проскальзыванию кабеля и уменьшению фонового сигнала;
- по возможности остановить все работы на устье скважины не связанные с перфорацией.

### **Регистраторы электромагнитных полей**

Электромагнитный сигнал, возникающий при взрыве зарядов кумулятивного перфоратора, регистрируется в момент залпа, и может быть принят как на антенну, расположенную на устье скважины, так и на ЦЖК, соединяющую взрыв-машинку с электродетонатором [17,19,54,56]. Для этого взрыв-машинку соединяют с ЦЖУ через импульсный трансформатор. Для того, чтобы трансформатор не являлся нагрузкой для инициирующего импульса и не искажал его форму, его изготавливают на ферритовом кольце и первичную обмотку, содержащую 5 - 6 витков, вставляют между взрыв-машинкой и ЦЖК. С вторичной обмотки снимают сигнал запуска и информационный сигнал. Регистрация электромагнитного сигнала через жилу кабеля предпочтительнее, так как при этом меньше влияют на результаты измерения помехи, а амплитуда сигнала, наводимая в ближней зоне, выше и достигает 0,1 – 0,5 В.

После соединения всех проводов включают регистратор быстрых процессов (РБП). Делают пробную запись на самом чувствительном пределе регистратора при закороченном входе. При исправной аппаратуре на экране осциллографа просматривается задний фронт инициирующего импульса, других сигналов не должно быть. Первый залп регистрируется параллельно на два канала, причем чувствительность одного из них должна быть загрублена относительно другого на 20-30 дБ. Это делается для того, чтобы расширить динамический диапазон аппаратуры и не потерять информацию. После первого залпа выбирается оптимальный режим усиления сигнала, и дальнейшая регистрация проводится на нем.

После установки перфоратора в интервал вскрытия, РБП переводят в режим «Запись». В этом режиме после прихода инициирующего импульса все сигналы, зарегистрированные приемными антеннами, будут усилены, оцифрованы и занесены в твердотельную память. При переводе РБП на режим «Контроль» записанный сигнал можно наблюдать на экране осциллографа в

реальном масштабе времени. Этот режим служит для оперативного принятия решений и визуального контроля срабатывания перфоратора. В режиме «Вывод» записанный сигнал выводится принтер или другой носитель.

Наличие электромагнитных сигналов после подачи инициирующего импульса на перфоратор служит диагностикой срабатывания зарядов ПВА, но определить по количеству электромагнитных возмущений количество сработавших зарядов не представляется возможным, так как задержка между инициирующим импульсом, переданным заряду, и временем его взрыва, зависит от его контакта с детонирующим шнуром (ДШ). Она (задержка) может составлять от долей микросекунды до десятков микросекунд, и, следовательно, существует вероятность регистрации нескольких близкорасположенных возмущений как сигнал от одного заряда или наложению сигналов от одного или нескольких взрывов друг на друга, что может привести к ошибке при подсчете расходования ВВ [80].

### **1.3.3. Оценка полноты и качества срабатывания кумулятивных перфораторов. [52, 54, 78].**

Для оценки полноты и качества срабатывания кумулятивных перфораторов необходимо привлечь всю необходимую информацию, используя термические, электрические, акустические индикаторы и электромагнитные датчики с аппаратурным комплектом. Полезную дополнительную информацию при этом несет кривая, записанная до и после перфорации. [53,73].

Определение полноты и качества срабатывания кумулятивного перфоратора производится по наличию и протяженности аномалии Пк. Метод регистрации потенциалов колонны по технологии проведения не отличаются от метода ПС, входящего в обязательный геофизический комплекс. Рекомендуемый масштаб записи составляет 5 – 10 mV/см. При наличии измерительного электрода в кабельном наконечнике все измерения проводятся за один спуск-подъем и информация о полноте и качестве срабатывания для всех типов кабельных перфораторов поступает до подъема его из скважины. Для трубных перфораторов ГИС-контроль возможен только в том случае, если существует возможность прохождения геофизического прибора внутрь перфоратора.

В том случае, если производится реперфорация вскрытого интервала или перфорация проводится в скважинах старого фонда, необходимо перед залпом сделать контрольную запись Пк в том же масштабе, в котором после вскрытия будет проведено измерение.

Анализируя известные технологии информационного сопровождения перфорации, следует отметить их недостаточную информативность. Объяснением этому является несколько причин: техническая – отсутствие датчиков, выдерживающих давление и температуру в очаге взрыва (с высоким градиентом нарастания и экстремальными нагрузками (Р, Т) на аппаратуру дистанционно управляемую по кабелю), психологическая – кажущаяся невозможность управления процессом взрыва перфоратора, информационная – мнимая незначительность потери от отсутствия инструментального контроля этого процесса, и, следовательно, нет необходимости проектирования такого вида датчиков и аппаратуры. [74,78].

Все это и является причиной потери важной информации начального этапа вторичного вскрытия и освоения пласта и, как следствие, расширенного геофизического сопровождения и контроля за процессом вторичного вскрытия объекта в целом. [74,78].

Следует также напомнить, что ПВР в скважинах является опасным видом работ, а возможность проведение инструментального контроля расходования ВВ и СВ является важной задачей.

Специфика выпускаемой и реализуемой продукции ЗАО «НТФ Перфотех» обусловила необходимость дальнейшей разработки и внедрения усовершенствованных технологий информационного сопровождения ПВР. Аппаратурное обеспечение представлено двумя направлениями:

- наземный индикатор АНИС, устанавливаемый на устье скважины для фиксации факта подрыва перфоратора при всех видах перфорации;
- интеллектуальная иницирующая штанга (ШИП). В настоящее время разработаны и внедрены три модификации: ШИП-А и ШИП-К:
  - в свободном полете или в контейнере (над-под перфоратором);
  - доставка на проволоке или канате;
  - на геофизическом кабеле (с передачей информации по кабелю).

В отличие от штанги-лома, используемой при трубной перфорации, интеллектуальная штанга (ШИП) оснащена автономным блоком манометра и термометра, что помимо основной функции иницирования перфоратора, позволяет контролировать и визуализировать весь процесс ПВР. Особенно важна информация о поведении объекта вскрытия сразу после вскрытия для достоверности заключения о параметрах пласта и диагностики гидродинамической связи «скважина-пласт», либо с рекомендации по дальнейшему вызову притока и его интенсификации. Результаты исследования передаются на поверхность и визуализируются в реальном

времени на мониторе лаборатории, а при применении ШИП-А или АМТП73 получение информации возможно только после извлечения его из скважины.

Следовательно, одновременное применение АНИСа и ШИПа позволяет в оперативном режиме на скважине [78-81]:

- выдача заказчику подтверждения факта срабатывания перфоратора;
- оперативно исключить аварийные ситуации при осложнениях и отказах.

Технические характеристики аппаратуры ШИП позволяют регистрировать с достаточным шагом дискретизации параметры давления и температуры и до, и в процессе подрыва перфоратора, регистрируя:

- фактическое гидростатическое давление в стволе скважины на момент вскрытия;
- регистрировать кривые притока и получить исходную информацию для оценки качества вскрытия продуктивного пласта;
- определять текущую продуктивность и рассчитывать варианты потенциального дебита.

При наличии такой информации, в случае отсутствия ожидаемого притока из объекта, становятся очевидными нарушения в используемой технологии вторичного вскрытия, и появляется возможность принятия управленческих решений по заканчиванию скважины до подъема перфоратора и глушения скважины.

Описываемые технологии информационного сопровождения, включающие как аппаратуру, так и программное обеспечение, рассматриваются как аппаратурно-методическое сопровождение к перфорационным системам «НТФ ПерфоТех». Успешности создания интеллектуальной штанги сопутствовали на уровне технических решений не только специальные конструктивные разработки штанги-лома, но и логически сформированные и подробные комплектующие изделия элементной базы для формирования электронного блока автономной части прибора.

Отличительными особенностями автономного блока прибора ШИП, в сравнение с аналогичными приборами, следует считать:

- высокую устойчивость к ударным и вибрационным воздействиям – высокую помехозащищенность;
- наличие автоматического включения режима записи срабатывания перфоратора, позволяющее изменять режимы работы прибора в широких пределах;
- Малое энергопотребление.

Для решения задач визуализации диаграмм давления и температуры разработана программа «MAG. View». Обработка кривых притока (КП, КВД) выполняется программой «Гидрозонд» уже непосредственно в КИПе, с выдачей результатов и рекомендаций заказчику.

Применение технологии контроля ПВР с использованием этого прибора, оснащенного манометром и термометром, позволяет решать ряд важных задач:

- регистрировать момент подрыва перфоратора, в виде записи кривой давления и температуры в момент подрыва;
- определять фактическую величину депрессии или репрессии в используемой технологии ПВР;
- определять забойное давление;
- записать кривую притока в самом начале работы скважины, что позволяет помимо оценки продуктивности, определение пластового давления - дать рекомендации по завершению работ на скважине.

*Для экспресс-контроля факта подрыва перфоратора* применяется устьевая аппаратура АНИС [76-78]. Прибор предназначен для приема и обработки акустического и сейсмического сигналов, возникающих при подрыве перфоратора, спускаемого как на кабеле, так и на НКТ.

Сейсмический сигнал регистрируется в диапазоне частот 5-25 Гц, акустический 500 – 800 Гц.

Упругие волны, возникающие в момент взрыва, достигают регистрирующих датчиков, распространяясь по колонне, перфорационной жидкости, породе в виде сложного пакета сейсмических и акустических волн. Этого пакета волн достаточно, чтобы определить факт и момент срабатывания перфоратора. Сложность задачи заключалась в необходимости вычленения полезного сигнала от высокочастотных помех, создаваемыми работающими агрегатами на буровой.

В зависимости от геолого-технических условий: глубины залегания вскрываемого объекта, уровня и состава жидкости в стволе скважины, типа используемых зарядов и др. меняется форма как сейсмического, так и акустического сигналов.

Аппаратура является аналого-цифровым прибором и включает в свой состав блок датчиков, который содержит два измерительных канала: акустический и сейсмический, а также аналого-цифровой преобразователь, микропроцессорный контролер, выходной кабельный усилитель и преобразователь напряжения питания прибора.



Принцип работы АНИС основан на регистрации акустических и сейсмических колебаний, возникающих при подрыве перфоратора в скважине. Ударные возмущения, формируемые энергией взрыва и распространяющиеся по промысловочной жидкости, колонне и ближней зоне скважины, воспринимаются на устье скважины двумя пьезокерамическими датчиками с различной чувствительностью к акустическим колебаниям и одним электродинамическим датчиком для преобразования сейсмических колебаний.

В качестве преобразователей механических колебаний в электрический сигнал в аппаратуре используются датчики: пьезокерамические (ПТС-19) в акустическом канале (АК) и сейсмоприемник электродинамический СВ-20 ТС в сейсмическом канале (далее - СК).

Блок датчиков, размещенный в специальном защитном корпусе, крепится непосредственно на устье скважины к колонному фланцу в одно из свободных отверстий или к фланцам фонтанной арматуры. Связь между блоком датчиков и ПЭВМ осуществляется по кабельной линии.

Для регистрации сейсмоакустических сигналов фирмой разработано программно-методическое обеспечение - <ANIS>, которое позволяет для контроля момента срабатывания перфоратора или его узла инициирования, проводить визуальный просмотр на экране монитора спектра сейсмоакустического сигнала, созданного в скважине в процессе прострелочно-взрывных работ (ПВР) ударной взрывной волной.

Кроме того, проводить обработку зарегистрированного сигнала с выводом его результатов в графическом виде в реальном масштабе времени для документированного подтверждения факта срабатывания перфоратора.

Основным признаком, характеризующим момент срабатывания перфоратора, считается появление амплитудного скачка сейсмоакустического сигнала, зарегистрированного аппаратурой АНИС, при проведении ПВР на скважине. При этом, амплитудный скачок сейсмоакустического сигнала должен значительно превышать сигналы, вызванные другими источниками.

В первую очередь, к источникам, которые могут создавать определенные сейсмоакустические помехи, следует отнести работу технологического оборудования (агрегатов), задействованных на скважине в процессе проведения ПВР, а порой, могут создавать и такие гидравлические удары, которые по мощности не уступают и взрывным источникам. Примером такого источника, как показал опыт работы, может служить гидравлический удар, который возникает в момент посадки резинового шара в гнездо инициирующей головки перфоратора при использовании его при подрыве перфоратора.

В целях недопущения ошибок при принятии за взрыв ложного аномального пикового сейсмоакустического сигнала, прежде всего,

предусматривается детальный анализ на экране монитора всего его спектра. При этом, производится детальный просмотр и анализ с помощью программы <<ANIS>> всех амплитудных аномалий, имеющих на общем графике волнового поля, зарегистрированных в процессе проведения ПВР.

При обнаружении на экране монитора участка с пиковой аномалией сейсмоакустического сигнала программой <<ANIS>> производят раскрытие его 1-2 секундном временном диапазоне для детального просмотра и установления истинной причины формирования данной сейсмоакустической аномалии и документированного подтверждения в дальнейшем, что она действительно соответствует моменту подрыва перфоратора.

В настоящее время данные технологии контрольно-геофизического сопровождения ПВР опробованы и внедрены в ряде регионов Западной Сибири.

#### **1.3.4. Оценка эффективности вторичного вскрытия продуктивных пластов.**

Эффективность закачивания скважин, включающего вскрытие продуктивного пласта бурением, цементирование, перфорацию, освоение или испытание, определяется коэффициентом гидродинамического совершенства вскрытия скважины [10,11,12,13,26-28,39,40]:

$$\varphi = \frac{Q_{\varphi}}{Q_T} = \frac{\ln R_k / r_c}{\ln R_k / C_1 + C_2 + S_{\delta} + S_T}, \quad (1)$$

где:

$Q_{\varphi}$  и  $Q_T$  - фактический и теоретический дебит скважины, т/сут;  
 $C_1$  и  $C_2$  - дополнительные фильтрационные сопротивления, вызванные несовершенством скважины по степени и характеру вскрытия и определяемые по графикам В. И. Щурова;  
 $S_{\delta}$ ,  $S_n$ ,  $S_T$ , - дополнительные фильтрационные сопротивления, обусловленные ухудшением проницаемости в ПЗП при бурении скважины, вокруг перфорационного канала при перфорации и турбулентацией потока флюида в скважину, называемые скин-эффектом. Как следует из формулы, дополнительные фильтрационные сопротивления, обусловленные вскрытием пласта перфорацией ( $C_1 + C_2 + S_n$ ), являются лишь частью дополнительных сопротивлений, поэтому проблема качественного вскрытия пласта не может быть решена только перфорацией.

Рассмотрим влияние отдельных факторов на коэффициент совершенства вскрытия скважины  $\varphi$ .

I. Скин-эффекты  $S_6, S_n, S_T$ , равны нулю, т. е. нет ухудшения проницаемости как в призабойной зоне пласта, так и вокруг перфорационных каналов; приток в перфорационные каналы носит ламинарный характер, подчиняясь линейному закону фильтрации Дарси.

В этом случае  $\varphi = 1$  при  $C_1 + C_2 = 0$ .

Известно, что  $C_1 = 0$  при перфорации всей нефтенасыщенной толщи пласта:

$$C_2 = f(d_k, l_k \text{ и } n)$$

где:

$d_k$  и  $l_k$  - диаметр и длина перфорационного канала;  
 $n$  - плотность перфорации, отв/м.

Диаметр перфорационного канала, если он не меньше 6 - 8 мм (а это обеспечивают практически все перфораторы), не влияет на величину  $C_2$ .

Из графиков Щурова В. И. следует, что если  $l_k = 150 \div 200$  мм и  $n = 12 \div 14$  отв/м, то  $C_2 = 0$ , следовательно,  $\varphi = 1$ . Из чего вытекает, что если скважина не имеет загрязненной зоны, перфорирована на депрессии, т. е. вокруг каналов нет зоны пониженной проницаемости и приток в скважину подчиняется линейному закону фильтрации Дарси, то оптимальными параметрами перфорации являются:

**$d_k$  - не менее 6 ÷ 8 мм,  $l_k = 150 \div 200$  мм,  $n = 12 \div 14$  отв/м.**

Для сравнения оценим величину  $\varphi$  для скважины перфорированной сверлящим перфоратором имеющим  $l_k = 10$  мм (выход сверла - 45 мм за минусом стальной трубы  $\delta = 10$  мм и цементного кольца  $b = 25$  мм) и плотность перфорации  $n = 4$  отв/м. Если приток происходит из зоны радиусом  $R_k = 300$  м к скважине радиусом  $r_c = 0,1$  м, то основные фильтрационные сопротивления (числитель в формуле 1) составляют  $\approx 8,0$  у. е. Величина  $C_2$  для этого случая составляет  $\approx 20$  у. е., т. е.  $\varphi = 0,3$ . Если же выход сверла - 70 мм, то  $l_k = 35$  мм,  $C_2 = 10$  и  $\varphi = 0,44$ .

Следовательно, с гидродинамической точки зрения, сверлящие перфораторы без кратного увеличения выхода сверла в принципе не могут обеспечить качественную связь скважины даже с незагрязненным пластом.

II. Пласт эксплуатируется открытым стволом, но имеет зону пониженной проницаемости:

$$\varphi = \frac{\ln R_k / r_c}{\ln R_k / r_c + S_6}, \quad (2)$$

где:

$$S_6 = \{K/K_1 - 1\} \ln R_1 / r_c,$$

$K$  - проницаемость незагрязненной части пласта.

Обычно  $K/K_1$  составляет 1,25 – 2,5, но для некоторых промысловых жидкостей может достигать до 50.  $R_1$  для большинства скважин составляет 0,5 – 1 м, но может достигать до нескольких и даже десятков метров.

Для скважины с  $K/K_1 = 2$  и  $R_1 = 1$  м,  $S_6 = 2,3$  и  $\varphi \approx 0,77$ , а для скважины с  $K/K_1 = 4$  и  $R_1 = 2$  м,  $S = 9$  и  $\varphi \approx 0,47$ , т. е. скважина, вышедшая из бурения и не подвергавшаяся отрицательному воздействию цементного раствора, как объект дальнейшей перфорации имеет пониженную исходную продуктивную характеристику.

**Ш.** Скважина обсажена и проперфорирована, но при бурении имеет зону пониженной проницаемости  $K_1$ , радиусом  $R_1$ , а чистые перфорационные каналы не выходят за пределы загрязненной зоны. Коэффициент совершенства такой скважины определяется по формуле:

$$\varphi = \frac{\ln R_k / r_c}{\ln R_k / r_c + C_1 + C_2 + S_6}, \quad (3)$$

В этом случае длина перфорационного канала не является определяющей. Так, при  $R_1 = 1,0$  и  $K/K_1 = 2$  при перфорации плотностью 13 отв/м и длине каналов  $l_k = 200$  мм  $C_2 = 0$ ,  $\varphi = 0,85$ , т. е. лишь на 8% превышает по продуктивности скважину с каналами 200 мм. Если же скважина имеет еще большую загрязненную зону, а это нередко имеет место при существующей технологии вскрытия пластов бурением, то влияние увеличения длины каналов практически не ощущается.

Так, для вышеприведенных условий, если  $S_6 = 9$  (а это, как показано для случая II, влечет ухудшение в 4 раза в зоне радиусом 2 м), для каналов длиной  $l_k = 200$  мм  $\varphi = 0,47$ , а для каналов длиной  $l_k = 500$  мм  $\varphi = 0,48$  применение высокоэффективных, и, следовательно, дорогостоящих перфораторов абсолютно неоправданно. Увеличение плотности перфорации с 13 до 39 отв/м для этих случаев позволяет дополнительно получить  $\varphi = 0,79$  и  $\varphi = 0,91$  вместо  $\varphi = 0,77$  и  $\varphi = 0,86$ ,  $\varphi = 0,48$  и  $\varphi = 0,49$  вместо  $\varphi = 0,47$  и  $\varphi = 0,48$  соответственно.

Таким образом, если вышедшая из бурения скважина имеет значительно ухудшенную проницаемость в ПЗП, то ни применением глубокопроникающих зарядов, ни увеличением плотности перфорации существенного эффекта получить невозможно. Для этих случаев следует рассматривать только различные методы интенсификации притока.

IV. Скважина не загрязнена, т. е.  $S_6 = 0$ , но вокруг перфорационных каналов имеется зона пониженной проницаемости, которая может иметь место, как за счет уплотнения или разуплотнения породы в момент образования канала, так и за счет закупорки пор породы частицами перфорационной жидкости при перфорации на репрессии. Поэтому рассмотрим влияние условий в скважине в момент перфорации на эффективность вскрытия.

Если по аналогии с коэффициентом совершенства скважины  $\varphi$  ввести понятие коэффициента совершенства канала  $\varphi_k$  как отношение пропускной способности этого канала в керне к пропускной способности идеализированного (просверленного) канала, то он и будет характеризовать качество этого канала. У американских исследователей этот параметр назван GFE (Gore Flow Efficiency) и раньше входил в качестве обязательного в методику API RR-43. Для большинства отечественных зарядов  $\varphi_k = 1$ , если этот канал получен при депрессии, т.е. зона уплотнения или разуплотнения не образуется. Но по данным наших лабораторных исследований  $\varphi_k$  может быть значительно меньше единицы, если перфорацию производить на репрессии, особенно с использованием перфорационных жидкостей, содержащих твердые частицы.

При перфорации на репрессии 10 МПа керна с проницаемостью  $120 \div 170$  мД и пористостью  $m = 20 - 26\%$   $\varphi_k \approx 0,7$  при использовании хроматного раствора;  $\varphi_k = 0,5$  при использовании известкового раствора;  $\varphi_k \approx 0,25$  при использовании бурового раствора обработанного УЦР. Следовательно, перфорационные каналы, полученные на репрессии при использовании различных растворов, создают значительно худшую гидродинамическую связь с пластом [1].

Так при  $n = 12$  отв/м,  $l_k = 150$  мм,  $d_k > 10$  мм и  $R_k = 300$  м, если каналы "чистые", скважина имеет  $\varphi = 1$ . Но если эти каналы имеют вокруг себя кольцевую зону пониженной проницаемости размером  $\delta = 12$  мм, то при снижении проницаемости:

- в 5 раз  $\varphi = 0,8$ ,
- в 20 раз  $\varphi = 0,5$ ,
- в 50 раз  $\varphi = 0,2$ .

Таким образом, один и тот же по размеру канал, может давать существенно различающиеся результаты. Поэтому правомерно утверждать, что не размеры перфорационных каналов, а технология вторичного вскрытия пласта определяет качество сообщения пласта со скважиной. Рекомендации по технологии перфорации кратко сводятся к следующему:

- там, где это возможно, перфорацию следует производить на депрессии;

- величина депрессии (если нет противопоказаний по техническим причинам) должна составлять:
  - для нефтяных пластов с  $K > 100$  мД 1,5 – 3,5 МПа,  
с  $K < 100$  мД 7,0 – 14,0 МПа;
  - для газовых пластов, соответственно, 7,0 – 14,0 – 35 МПа;
- опасна не величина репрессии, а ее наличие, поэтому там, где невозможно производить перфорацию на депрессии, проводить перфорацию на равновесии;
- если перфорация производится на репрессии, необходимо в качестве перфорационной жидкости выбирать гомогенные растворы (без твердых частиц) ( $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{CaBr}_2$ ,  $\text{ZnCl}_2$  и т. д.) с добавками ПАВ-интенсификаторов.

V. "Чистая" скважина, проперфорированная на депрессии (т. е. имеющая чистые перфорационные каналы), но вскрывающая газоносный пласт с хорошей продуктивной характеристикой. В высокодебитных газовых скважин величина  $S_T$  в формуле (1) может составлять основную часть фильтрационных сопротивлений. Наиболее подробно этот вопрос исследован Маклеодом [96]. Так, для скважины с дебитом = 300 тыс. м<sup>3</sup>/сут, в которой вскрыт пласт мощностью 8 м с плотностью перфорации 6 отв/м и проницаемостью 200 мД, с ухудшенной вокруг скважины проницаемостью до 50 мД и вокруг перфорационного канала до 5 мД при его длине 225 мм и диаметре 10 мм, расход энергии на продвижение газа распределяется следующим образом:

- потери энергии на движение газа от зоны радиусом 300 м до стенки скважин – 2,40%;
- на преодоление дополнительных фильтрационных сопротивлений при ламинарном потоке ( $C_1 + C_2 + S_6 + S_n$ ) - 11,4%,
- на преодоление скин-фактора за счет турбулентности  $S_T$  - 86,2%.

Учитывая, что  $S_T$  обратно пропорционально произведению ( $n^2 \cdot l_k \cdot r_k^2$ ), большего эффекта можно достичь за счет увеличения плотности перфорации  $n$  и радиуса перфорационного канала  $r_k$ . Длина же канала для высокодебитных газовых скважин менее важна. Исходя из этого, для таких скважин необходимы перфораторы с очень высокой плотностью перфорации  $n$ , (до 50 и более отв/м), с большим диаметром канала ( $d_k$  – до 20мм) и не обязательно большой  $l_k$ .

В связи с увеличением в последние годы выпуска перфораторов с глубокопроникающими зарядами, приведем анализ целесообразности их применения. Если оценивать параметры перфорации по значимости, то для

консолидированных пород относительная значимость 4-х основных геометрических факторов представлена в таблице 3.

Таблица 3

**Выбор параметров вторичного вскрытия  
продуктивных пластов**

Заканчивание скважины	Длина перфорационных каналов	Диаметр перфорационных каналов	Плотность перфорации	Фазировка перфорационных каналов
I естественное заканчивание скважины	1-2	3-4	1-2	3-4
Рекомендации американских исследователей				
II заканчивание скважины с последующей интенсификацией	4	3	2	1
Рекомендации отечественных исследователей				
II заканчивание скважины с последующей интенсификацией	4	1-2	1-2	3

Таким образом, необходимо анализировать целесообразность использования глубоко проникающих зарядов с уменьшенным диаметром отверстия. В целом, современные методы контроля вторичного вскрытия и их информационное обеспечение из многообразия задач достоверно (в пределах аппаратной погрешности) решаются следующие задачи [50-51, 69, 78]:

- контроль за движением аппарата по стволу скважин;
- установка аппарата в интервале перфорации и привязка к разрезу;
- определение факта перфорации;
- выделение интервала перфорации.

При этом, оценка качества и полноты срабатывания перфоратора существующим аппаратурно-методическим комплексом до подъема перфоратора из скважины однозначно не решаются. Под качеством срабатывания перфоратора понимается количество зарядов, сработавших с образованием штатной кумулятивной струи к общему количеству зарядов и создавших кумулятивные каналы.

Полнота и качество срабатывания, независимо от типа применяемого перфоратора, устанавливаются только после извлечения аппарата на поверхность. Информация идет с опозданием, что приводит к подъему несработавшего или сработавшего не полностью аппарата из скважины без достаточной осторожности. Что создает дополнительную угрозу безопасности персонала.

Выделение интервала перфорации по существующей методике требует дополнительного спуска измерительного прибора в интервал перфорации. Применение приборов ЛПО, ЛМ и СГДТ – 3 основано на выделении интервала фугасного воздействия на колонну. Раздутие колонны в интервале перфорации не гарантирует наличие в ней пробитых отверстий.

Следует отметить, что при одноименном вскрытии нескольких пластов, расположенных друг от друга на небольшом расстоянии, выделить каждый перфорированный интервал не представляется возможным.

Применение профилемера ТП - 5-6 или телевизора САТ – 1 не только требует дополнительного спуска в интервал перфорации, но и невыполнимо при работах через лубрикатор ввиду больших размеров приборов. При применении этих методов необходим замер перед перфорацией, т.к. изменение диаметра колонны может быть связано с погрешностью ее изготовления или нарушения во время спуска и цементирования.

Применение САТ – 1 требует специальной подготовки скважины:

- легкие растворы;
- отсутствие газовых пузырей в ПЖ;
- отсутствие парафина или солей на колонне.

По результатам измерений САТ – 1 невозможно отличить «сквозную» дырку от углубления на колонне, что бывает при встрече кумулятивной струи с преградой под углом больше критического.

Геофизическое сопровождение с использованием вышеописанных приборов обеспечивает контроль отдельных технологических элементов перфорации и технического состояния колонны нефтяных и газовых скважин. Отсутствие достоверного контроля факта и полноты срабатывания перфораторов до подъема аппарата, а также разнообразие типоразмеров и конструктивных особенностей кумулятивных перфораторов (корпусные, разрушающиеся, кабельные, трубные) и отсутствие специализированных технических средств делает контроль за вторичным вскрытием пластов недостаточно информативным.

Таким образом, существующие методики решения задач, используемые на предприятиях нефтегазового комплекса, не позволяют с достаточной эффективностью осуществлять контроль вторичного вскрытия пластов. Как показывают результаты анализа комплексирования термометрических и гидродинамических исследований скважин при вторичном вскрытии пластов позволяют значительно повысить достоверность информации о качестве вторичного вскрытия продуктивных пластов.



#### **1.4. Принципы построения технологической схемы вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин на основе кумулятивно – волнового воздействия.**

Большие резервы повышения эффективности вскрытия ПП и освоения скважин находятся в создании нового направления в технологии управления бурением на минимальной репрессии на продуктивный пласт или бурении на равновесии [10-13, 85, 88]. При этом, регулирование дифференциального давления на продуктивный пласт, позволяет осуществить выбор оптимальных режимов вскрытия ПП в соответствии с коллекторскими свойствами пласта, а оперативный контроль динамической составляющей дифференциального давления позволяет осуществить сохранение коллекторских свойств ПП непосредственно в процессе первичного вскрытия.

Освоение скважин с интенсификацией притока [12-14, 29, 37, 39, 40, 44, 46, 85-88] . Такой тип заканчивания скважин часто совмещают с кислотной обработкой каналов в пласте. Положительный эффект достигается тем, что в образованные перфорационные каналы обеспечивают беспрепятственное поступление обрабатывающих флюидов. Использование оптимальной фазировки зарядов, соответствующей плотности перфорации и диаметра каналов, наряду с выбором оптимальных режимов обработки призабойной зоны продуктивного пласта, позволяют достигать высокой степени гидродинамического совершенства скважины и, вместе с тем, обеспечить максимальные величины коэффициента извлечения нефти из ПП на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами [27].

Предложенная автором концепция управляемого вскрытия ПП и освоения скважин при вводе их в эксплуатацию позволяет на основе комплексирования термометрических и гидродинамических исследований, совмещенных с обработкой ПЗП, позволяет в отличие от технологии неуправляемого гидроразрыва ПП, полностью решить задачи оптимизационной технологии заканчивания скважин, сформулированные в работах [53, 54, 85-88].

Особую актуальность разработанная концепция управляемого вскрытия ПП приобретает при заканчивании протяженных интервалов в горизонтальных скважинах. При стволе более 5 – 10 км управляемой подачей через перфорационные каналы знакопеременных импульсов воздействуют на ПЗП вскрытого низкопроницаемого ПП, и за счет управляемого волнового воздействия обеспечивается оптимальная очистка ПЗП и продуктивность интервала перфорации. В целом, обобщая опыт использования существующих технологий интенсификации притока из ПП при освоении скважин и вводе их в

эксплуатацию, можно выделить следующие методы волнового воздействия [35, 46, 53, 54, 85-88], представленные в таблице 4:

- создание многократных переменных депрессий на основе струйных насосов, позволяющие производить очистку ПЗП и эффективно осваивать скважины при контроле проводимых работ геофизическими и гидродинамическими методами исследований;
- комплексное использование метода переменных депрессий в сочетании с кислотными обработками позволяет поддерживать непрерывную циркуляцию реагента, путем чередующихся откачек струйными насосами и последующих закачек в пласт; по окончании реагирования продукты реакции практически полностью извлекаются из ПЗП;
- циркуляционно-импульсные воздействия, создаваемые нагнетаемым реагентом на ПЗП через перфорационные отверстия;
- акустическое воздействие на продуктивный пласт, где в качестве источника акустического поля применяется высокочастотный генератор, работающий на разных частотах ультразвукового диапазона; обработка производится на точках при перемещении прибора по интервалу перфорации; в результате акустической обработки с одновременным созданием циклических депрессий улучшается очистка ПЗП и восстанавливаются ФЕС пласта, а также увеличивается подвижность насыщающего пласт флюида;
- сейсмическое воздействие в низкочастотном диапазоне, в качестве источника колебаний используются наземные генераторы (вибраторы) и волноводные устройства для передачи энергии волнового поля в продуктивные пласты;
- термогазохимическое воздействие на объект разработки достигается горением закаченных в скважину жидких химических веществ на основе селитры; в результате объект разработки подвергается воздействию высоких температур и пульсаций давления, что приводит к дренированию пласта, созданию сети трещин и увеличению подвижности флюида в ПЗП;
- газоимпульсная обработка призабойной зоны пласта при воздействии пороховыми генераторами давления (ПГД);
- пневмо-импульсные и имплозивные обработки ПЗП;
- методы управляемой кольматации при вскрытии продуктивных пластов;
- газоимпульсная обработка призабойной зоны пласта.

Газоимпульсная обработка ПЗП перфорируемого интервала может проводиться совместно или после вторичного вскрытия.

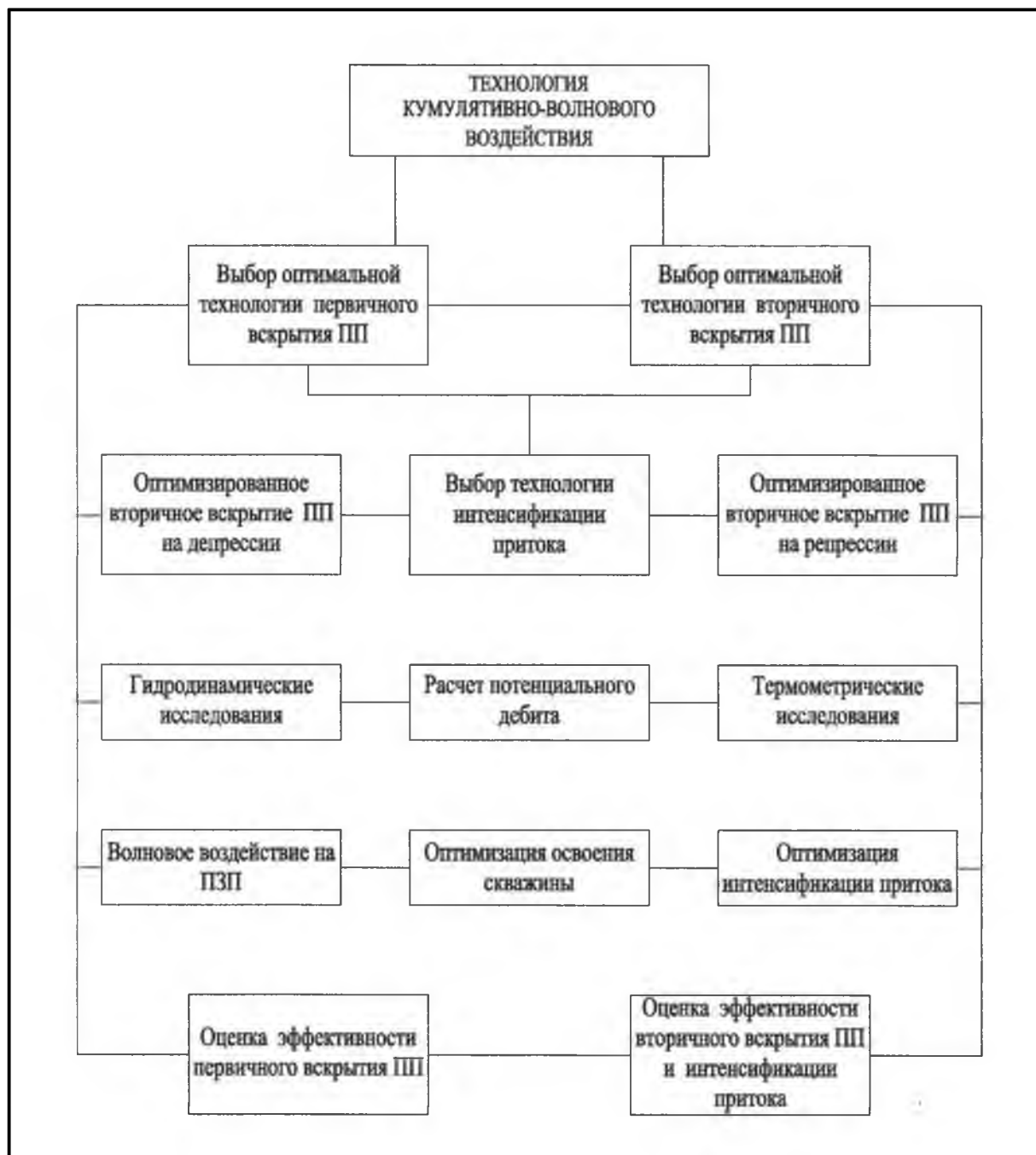
**Технологии волнового воздействия  
на призабойную зону продуктивного пласта**

№ п/п	Наименование	Технические средства	Достигнутый эффект
1.	Технология обработки ПЗП с целью интенсификации притока	Скважинный гидродинамический излучатель	Возбуждение в призабойной зоне нестационарных гидродинамических полей
2.	Технология освоение скважин эжекторными устройствами	Эжекторное устройство на основе струйного насоса с проходным отверстием для производства ГИС	Создание многократных переменных депрессий. Совмещение с кислотными обработками
3.	Технология газоимпульсной обработки ПЗП	Импульсный генератор высокого давления с использованием азота	Селективная обработка ПЗП в интервале перфорации импульсами высокого давления (800-1000 атм)
4.	Технология акустического воздействия на ПЗП	Генератор акустических волн	Обработка пласта в интервале перфорации акустическими сигналами высокой интенсивности
5.	Технология горюче-воспламеняющего действия	Химические вещества на основе селитры	Создание в ПЗП высоких температур
6.	Технология воздействия пороховыми генераторами давлений	Пороховой генератор	Создание в интервале перфорированного пласта высоких температур и давлений

Метод газоимпульсной обработки позволяет:

- избирательно воздействовать на выбранные локальные проницаемые участки в перфорированном пласте для повышения его нефтеотдачи;
- обеспечивать в зоне обработки давление в 1,5 - 2 раза выше горного при его локализации в ограниченном интервале (1-1,5 м по стволу скважины);
- регулировать параметры газоимпульсного воздействия по амплитуде, длительности и частоте импульсов в широком диапазоне в зависимости от состояния зоны обработки;
- при необходимости производить увеличение проницаемости в зоне обработки, путем создания системы трещин.

На основе выполненного анализа существующих методов вскрытия и обработки ПЗП при заканчивании скважин и приведенных требований, разработана технологическая схема, представленная на рис. 1. Появляется возможность на этапах вызова и интенсификации притока оценить эффективность волнового воздействия на ближнюю зону вскрытого пласта, для чего необходим в скважине инструментальный контроль изменений гидродинамических и тепловых полей в процессе освоения.



*Рис. 1. Технологическая схема оптимального вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин на основе кумулятивно-волнового воздействия.*

Отличительными особенностями разработанной технологической схемы, является наличие в ней модулей оптимизированного первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов – коллекторов. Модульная система позволяет на каждом из этапов заканчивания скважины расставлять приоритеты текущих задач и осуществлять в режиме реального времени выбор оптимальных параметров их выполнения или технологической замены. Данная технологическая схема позволяет наряду с контролем качественного

выполнения отдельных этапов заканчивания, решать вопросы эффективности строительства скважин и повышения КИНа в целом.

Например, в процессе вторичного вскрытия ПП предусмотреть одновременную интенсификацию притока на разных режимах работы скважины при стационарном и импульсном волновых воздействиях, что позволит осуществить выбор оптимального дебита скважины при вводе ее в эксплуатацию.

В данной схеме имеется модуль позволяющий оптимизировать вторичное вскрытие пластов на репрессии. Изменение ФЕС ПЗП при вскрытии на репрессии на разных жидкостях при изменяющихся параметрах волновых полей также требует своего изучения.

Одновременно появляется возможность на разных этапах вызова и интенсификации притока при комплексировании с инструментальным контролем гидродинамических и тепловых полей в скважине в процессе освоения оценить эффективность волнового воздействия на ближнюю зону вскрытого продуктивного пласта.

Подобная реализация технологической схемы позволяет осуществить воплощение стратегии оптимизированной разработки и доработки месторождений УВС на поздних стадиях эксплуатации и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Например, на нескольких выработанных залежах были проведены взрывы в краевых скважинах, в которых фугасные заряды устанавливались в интервалах перфорации. Данная операция позволила на некоторое время повысить содержание нефти в добываемой жидкости.

### **Постановка задач исследований**

Таким образом, в настоящее время является необходимым создание соответствующей технологии контроля и управления вторичного вскрытия, основанной на использовании кумулятивно-волнового воздействия в процессе освоения скважины и вводе ее в эксплуатацию, применение которой повышало бы обоснованность и достоверность результатов выбора оптимальных дебитов эксплуатационных скважин. Наиболее перспективным при контроле качественного освоения скважин является термогидродинамический метод, который позволяет не только определить факт срабатывания перфоратора и полноту срабатывания, но и определить фактический интервал перфорации по глубине, наличие гидродинамической связи перфорированного пласта со скважиной, оценить дебит и фильтрационные параметры пласта и др.

Исходя из проведенного анализа повышения качества и эффективности вскрытия ПП и освоения скважин, можно сформулировать следующие задачи исследований:

- разработка научно – методических основ создания технологии качественного вскрытия ПП на основе комплексных измерений теплового и гидродинамического полей;
- разработка математических моделей формирования волновых и тепловых полей в системе «скважинная жидкость – перфорационная система – продуктивный пласт»;
- разработка технических требований к системе управления вскрытием продуктивных пластов и освоением скважин на основе волнового воздействия на ПЗП;
- разработка методики термогидродинамических скважинных исследований для оценки качества вскрытия ПП и выбора оптимальных режимов интенсификации притока;
- опробование технологии контроля и управления качественным вскрытием продуктивных пластов и освоением скважин на пилотных объектах нефтегазового комплекса.

В результате анализа результатов применяемых технологий вторичного вскрытия и освоения пластов в скважинах отечественных и зарубежных месторождений даны обоснования постановки задач исследований.

## ГЛАВА II

### **Научно-методические основы технологии кумулятивно – волнового воздействия на продуктивный пласт при заканчивании и освоении скважин.**

#### **2.1. Математическое моделирование призабойной зоны продуктивного пласта при кумулятивно – волновом воздействии [9,15,20, 27 ,28, 29-35, 42, 46, 55, 61-67, 74, 81-84, 90].**

С целью реализации требований, предъявляемых к разработке технологической схемы оптимального вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин, приведены результаты математического моделирования призабойной зоны продуктивного пласта и системы слоев околоскважинного пространства с различными импедансными свойствами.

На основании предложенной концепции сформулированы следующие требования к постановке и решению задач математического моделирования:

- исследование эффекта частотного взаимодействия системы «скважина – кумулятивный перфоратор – обсадная колонна – цементное кольцо – околоскважинное пространство» и исследование условий прохождения энергии волнового поля в околоскважинное пространство;
- количественная оценка частотных характеристик воздействия на пласт при передаче энергии волнового поля из скважины для очистки перфорационных каналов и интенсификации притока;
- изучение возможности управления параметрами возбуждения волнового поля и параметрами кумулятивной системы воздействия на ПЗП за счет согласования импедансных свойств перфорационной системы и продуктивного пласта;
- изучение корреляции спектра ударных волн в зоне перфорации в зависимости от конструкции и протяженности сработавшей перфосистемы.

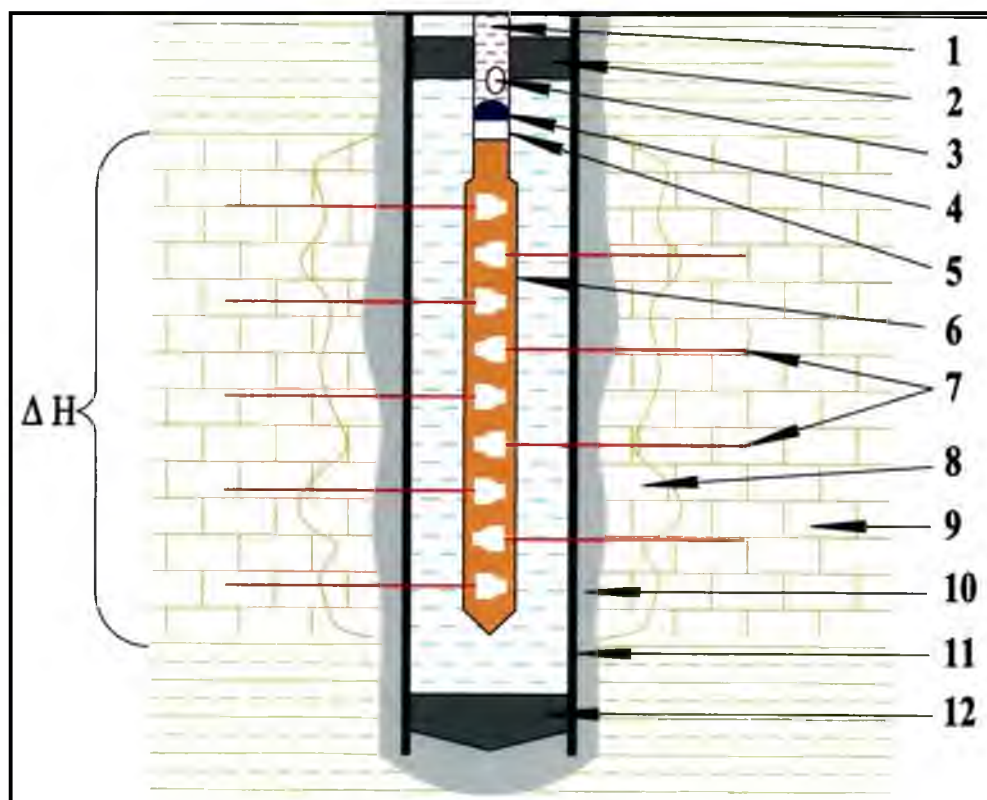
Для изучения околоскважинного пространства и призабойной зоны скважины применены методы математического моделирования, позволяющие рассмотреть влияние различных параметров на возбуждение волнового поля, на его формирование и распределение. Для анализа результатов математического моделирования околоскважинного пространства и ПЗП скважины, для расчетов выбран наиболее эффективный импедансный метод [35, 88], позволяющий комплексно рассмотреть влияние различных параметров на возбуждение волнового поля, на его формирование и распределение в околоскважинном

пространстве. Параллельно рассматриваются плотностные, коллекторские и упруго–деформационные характеристики продуктивных пластов – коллекторов, в том числе учитывается и характер их насыщения. Это позволило автору совместно с д.т.н. Шакировым Р.А. и к.т.н. Рукавицыным Я.В. предложить импедансную (волновую) модель для различных вскрываемых объектов, представленную на рис. 2.

Преимуществами импедансного расчетного метода, по сравнению с такими как:

- аналитическое решение задач динамической теории упругости;
- анализ волнового поля в призабойной зоне пласта в лучевых приближениях с использованием геометрической акустики;
- применение численных методов расчета и др.

являются возможность изучения энергетического и частотного взаимодействия элементов представленной на рис. 2. системы вскрытия продуктивных пластов и освоения скважины.



**Рис. 2. Импедансная модель призабойной зоны продуктивного пласта при вторичном вскрытии и освоении скважины,**

где:

1. промывочная технологическая жидкость для интенсификации притока;
2. межколонный пакер;
3. циркуляционные окна для подачи технологической жидкости;
4. разделитель;
5. насосно-компрессорная труба (НКТ);



6. перфоратор на НКТ;
  7. перфорационные каналы;
  8. кольматационный слой околоскважинного пространства после первичного вскрытия ППГ;
  9. неизменная часть продуктивного пласта;
  10. цементное кольцо;
  11. обсадная колонна;
  12. стоп – кольцо;
- $\Delta H$  – толщина продуктивного пласта.

Расчетные параметры исследуемой модели, представленной на рис. 2, показаны в таблицах 5 и 6.

Таблица 5

**Параметры импедансной (волновой) модели при вскрытии нефтенасыщенного пласта**

Импедансный слой	Плотность $\rho$ , г/см <sup>3</sup>	Скорость распространения волнового поля, $V_p$ , м/сек	Декремент затухания, $\tau_p$ (°)	Импеданс, $W_n$ * 10 <sup>3</sup> г/см <sup>2</sup> сек	Толщины слоев, г, м
Промывочная жидкость	1,2	1200	0,01	1440	0,04
Обсадная колонна	7,8	5500	0,005	4290	0,01
Цементное кольцо	2,1	4300	0,01	903	0,05
Кольматационный слой	2,9	3200	0,01	928	0,08
Нефтенасыщенный известняк	2,8	3600	0,1	1008	0,5 - 1,5

Таблица 6

**Параметры импедансной (волновой) модели при вскрытии газонасыщенного пласта**

Импедансный слой	Плотность $\rho$ , г/см <sup>3</sup>	Скорость распространения волнового поля, $V_p$ , м/сек	Декремент затухания, $\tau_p$ (°)	Импеданс, $W_n$ * 10 <sup>3</sup> г/см <sup>2</sup> сек	Толщины слоев, г, м
Промывочная жидкость	1,2	1200	0,01	1440	0,04
Обсадная колонна	7,8	5500	0,005	4290	0,01
Цементное кольцо	2,1	4300	0,01	903	0,05
Кольматационный слой	2,7	3100	0,01	837	0,08
Газонасыщенный известняк	2,6	2900	0,1	754	0,5 - 1,5

Как известно, импедансный метод предусматривает анализ передаточных коэффициентов для системы тонких слоев с заданными волновыми сопротивлениями (импендасами):

$$W_n = \rho \cdot V_p \quad [34],$$

где:  $\rho$  - плотность слоев, г/см<sup>3</sup>,

$V_p$  – скорость распространения упругих волн, м/сек.

Импедансный метод предназначен для расчета обобщенных коэффициентов прохождения и отражения волн в слоистых средах. Если на систему однородных слоев, со стороны среды «О» падает плоская волна под произвольным углом, то коэффициент прохождения через систему  $n$  слоев выражается как [35]:

$$D_{П, n} = \frac{W_{n+1}}{W_0 (M_{11} - M_{21}W_{n+1})(M_{21} - W_{n+1}M_{22})}, \quad (4)$$

Коэффициент отражения от системы слоев определяется как:

$$A_{н, k} = \frac{W_0 (M_{11} - M_{21}W_{n+1}) + (M_{21} - W_{n+1}M_{22})}{W_0 (M_{11} - M_{21}W_{n+1}) - (M_{21} - W_{n+1}M_{22})},$$

$$W_0 = \frac{\rho_0 \cdot v_0}{\cos \theta_0}, \quad W_{k+1} = \frac{\rho_{k+1} \cdot v_{k+1}}{\cos \theta_{k+1}}, \quad (5)$$

где:  $W_0, W_{k+1}$  – импедансы на внешних границах слоев.

Коэффициенты  $M_{jk}$  выражаются через коэффициенты обобщенной матрицы  $A$ , характеризующей прохождение волны через совокупность слоев следующим образом:

$$M_{11} = A_{11} - \frac{A_{12}A_{41}}{A_{42}}$$

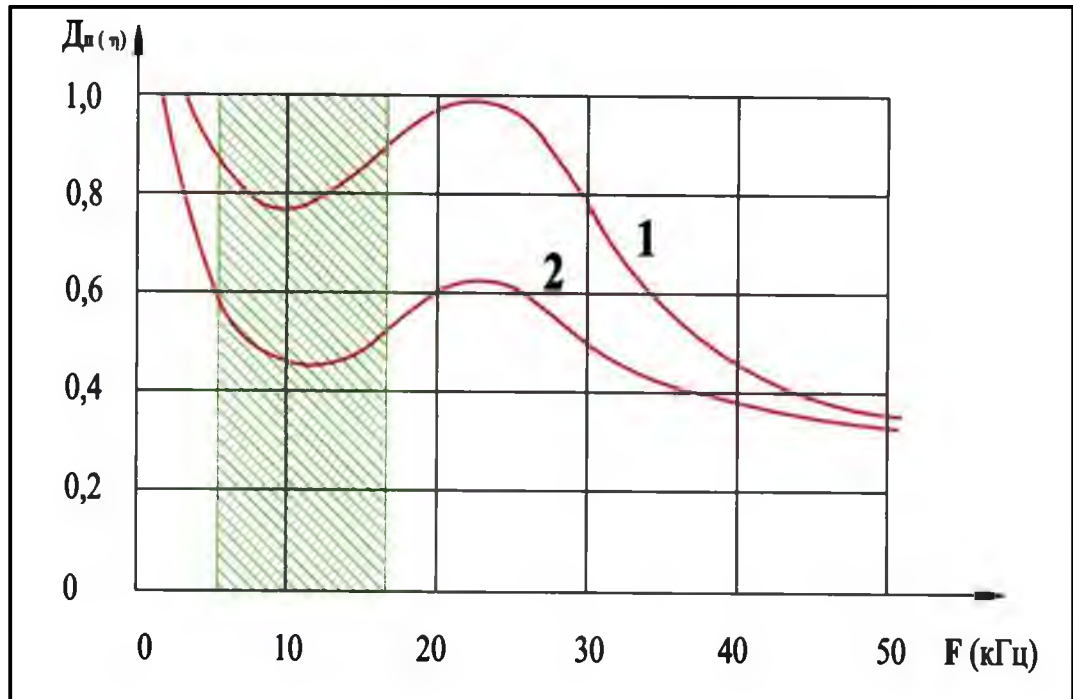
$$M_{12} = A_{13} - \frac{A_{12}A_{43}}{A_{42}}$$

$$M_{21} = A_{31} - \frac{A_{32}A_{41}}{A_{42}}$$

$$M_{22} = A_{33} - \frac{A_{32}^2}{A_{42}}, \quad (6)$$

Матрица  $A$  является произведением  $n$  матриц четвертого порядка, соответствующих каждому отдельному слою, и выражается через матрицы каждого слоя, а также амплитуды колебательных скоростей, нормальные и касательные напряжения на границах со средами  $n$ .

Результаты расчетов представлены в виде графиков на рис. 3.



*Рис. 3. Частотно-зависимые коэффициенты передачи волнового воздействия при вторичном вскрытии продуктивных пластов и интенсификации освоения скважины при  $r = 1.0$  м, 1 - для нефтенасыщенного пласта, 2 - для газонасыщенного пласта.*

Анализируя данные, приведенные на рис. 3, можно заключить, что контролируя в реальном времени волновые процессы, возникающие в процессе вскрытия ПП и освоения скважин при интенсификации притока можно управлять энергией и частотой воздействия, обеспечивающие максимум прохождения энергии волновых полей согласно полюсам пропускания частот (на рис. 3 оптимальные зоны воздействия: 5-7 кГц и 18-30 кГц), обеспечивая при этом заданные критерии оптимизации как кумулятивного, так и волнового воздействия.

Согласно [48], глубину проникновения энергии волнового поля в продуктивный пласт можно оценить по величине отношения энергетических спектров возбуждаемого волнового поля на различных расстояниях от оси скважины. В этом случае показатель проникновения энергии волнового поля оценивается как:

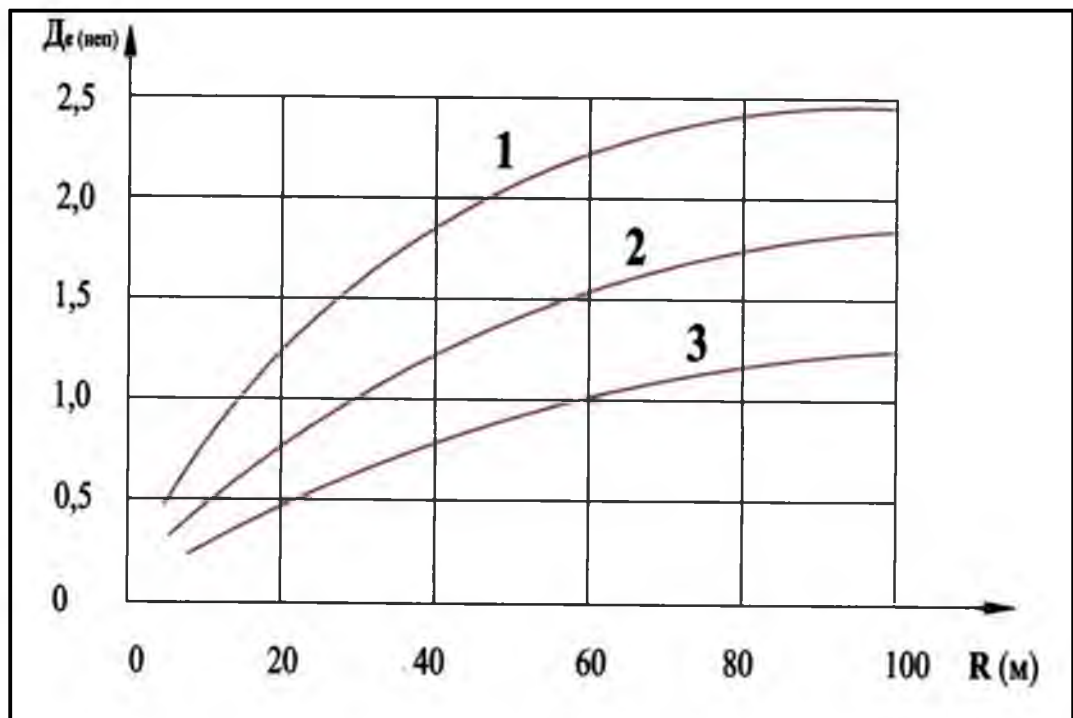
$$D_e = \ln \frac{W_0 (W_1 r_0)}{W_n (W_1 r_n)}, \quad (7)$$

где:

$W_0 (W_1 r_0)$  - энергетический спектр возбуждаемого волнового поля;

$(W_1 r_n)$  - энергетический спектр волнового поля на удалении  $r_n$  от оси скважины.

Расчетные величины показателя проникновения, характеризующего эффективность кумулятивно – волнового воздействия на продуктивные пласты, приведены на рис. 4.



*Рис. 4. Количественная оценка эффективности кумулятивно – волнового воздействия на продуктивный пласт при его вскрытии и освоении скважины,*

1 – для частоты воздействия 10 кГц;

2 - для частоты воздействия 5 кГц;

3 - для частоты воздействия 1 кГц.

На основании этих результатов можно предположить, что при условии управления амплитудой и частотой возбуждаемого волнового поля создаются предпосылки для повышения качества вторичного вскрытия и освоения скважины. Причем, низкочастотный спектр воздействия обеспечивает более глубокое проникновение энергии волнового поля в зону перфорации, а эффективность очистки ПЗП больше зависит от соотношения высокочастотных составляющих поля и структуры порового пространства пласта. Следует отметить, что возможность регулирования энергией и частотой воздействия целесообразна в процессе вторичного вскрытия и освоения скважин при

комплексном измерении гидродинамических и тепловых полей, возникающих при заканчивании скважин на основе применения кумулятивной перфорации. Изучение функции «воздействие – реакция» и оперативное управление воздействием является основой интенсификации притока флюида из пласта на основе гидродинамического воздействия на продуктивный пласт.

Полученные результаты математического моделирования процессов вторичного вскрытия и освоения скважин подтверждают возможность оптимизации качественного вскрытия ПП не только за счет регулирования амплитудно – частотных характеристик взаимодействия системы «скважина – перфорационная система – продуктивный пласт», но и за счет разработки методики комплексного измерения гидродинамических, акустических и тепловых полей в реальном времени.

## **2.2. Математическое моделирование при вторичном вскрытии продуктивных пластов.**

Впервые задачи исследования геофизических полей, в том числе и тепловых, для практического применения в процессе вторичного вскрытия продуктивных пластов были поставлены в ВНИПИвзрывгеофизика в середине 80-х годов прошлого столетия и реализованы под руководством профессора Л.Г. Петросяна [54,56,78]. К 1995 году было подготовлено методическое руководство по информационному сопровождению перфорации, где имеются рекомендации по использованию термометрии [50, 52, 54]. Рекомендации в основном сводятся к определению фактического положения интервала перфорации и контролю реакции пласта на взрывное воздействие. Отметим, что в работе не изложены особенности метода в условиях взрывного воздействия на продуктивный пласт, не описаны факторы, которые влияют на характер температурной аномалии, что, несомненно, сказывается на использовании термометрии при вторичном вскрытии. Между тем, перспективы использования термометрии для диагностики состояния призабойной зоны скважин и пласта в период перфорации являются актуальными и в достаточной степени изложены автором в работах [81-85].

### **2.2.1. Изучение особенностей теплового поля в скважине при перфорации колонны. Моделирование процессов в отсутствие конвективного движения жидкости [6, 8, 10, 15-16, 28, 31, 33, 34, 44, 81-84].**

Перфорация в скважине представляет собой направленный «взрыв» в многослойной системе: взрыв зарядов перфоратора внутри корпуса

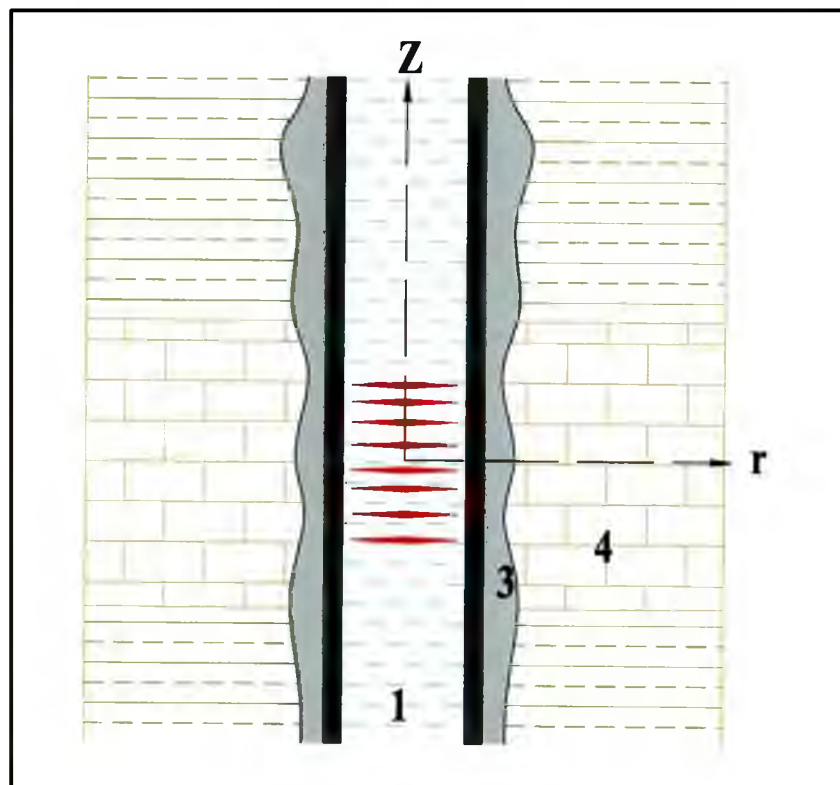
перфоратора (корпусной перфоратор) или в скважинной жидкости, металлическая колонна, цемент, пористая среда (рис. 5).

Анализ практических материалов показывает, что в результате взрыва (перфорации) в скважине нарушается первоначальное тепловое поле, и в интервале воздействия всегда возникает температурная аномалия разогрева.

Природа аномалии, в основном, связана с двумя факторами:

- разогревом колонны и затрубного пространства из-за нарушения их структур в результате «продавливания» перфорационных каналов;
- растворением в скважинной жидкости горячих газов возникших от взрыва боекомплекта перфоратора;
- от конструкции примененного перфоратора (корпусной или бескорпусной), отмечается что при одинаковой навеске ВВ тепловая аномалия от срабатывания бескорпусного перфоратора больше по амплитуде и протяженности.

Поэтому, хотя воздействие в скважине осуществляется в конечном интервале глубин (рис. 5), после перфорации на температурной кривой выделяется растянутая в одну или в обе стороны от этого интервала (часто на значительные расстояния) аномалия, которая сильно зависит и от времени с момента перфорации до момента ее регистрации.



*Рис. 5. Схема перфорации скважины.  
1 – среда внутри колонны, 2 – обсадная колонна,  
3 – цементное кольцо, 4 – продуктивный пласт.*

### Начальная температура и область теплового возмущения.

При перфорации повышение температуры происходит за очень короткое время (100 мкс), и из-за значительного теплообмена с окружающей средой после перфорации температура быстро снижается. Обычно, в практике геофизических исследований, мгновенное измерение температуры не проводится, поэтому представляет интерес восстановить первоначальную температуру при перфорации. Известно, что изменение температуры описывается следующей зависимостью:

$$\Delta T = T_0 (1 - e^{-r^2/(4at)}), \quad (8)$$

где:  $r$  – радиус теплового влияния, м;  
 $a$  – коэффициент температуропроводности, м<sup>2</sup> / час;  
 $t$  – время замера, час;  
 $\Delta T_0$  – максимальная температура, °С;

Для того чтобы использовать формулу (8) необходимо знать теплового влияния. Для его определения используем данные для двух моментов времени:

$$\Delta T_1 = T_0 (1 - e^{-r^2/(4at_1)}), \quad (9)$$

$$\Delta T_2 = T_0 (1 - e^{-r^2/(4at_2)}), \quad (10)$$

Из (9) и (10) определяем:

$$\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} = \frac{1 - e^{-r^2/(4at_1)}}{1 - e^{-r^2/(4at_2)}}$$

$$\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} e^{-r^2/(4at_2)} - e^{-r^2/(4at_1)} = \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} - 1, \quad (11)$$

Из решения уравнения (11) находится  $r$  радиус теплового влияния.

Подставляя известные значения температуры, зарегистрированные в различные моменты времени находим, что радиус теплового влияния для скважины в среднем составляет  $r = 0,5$  м. Зная это значение можно восстановить первоначальную температуру по формуле:

$$\Delta T_0 = \frac{\Delta T(t)}{1 - e^{-r^2/(4at)}}, \quad (12)$$

Для различных скважин, перфорированных в сходных условиях [16], получили следующие значения:

- для скважины № 1 - 38 °С, приращение температуры составило 4,4 °С;

- для скважины № 2 - 47,8 °С, приращение температуры составило 3,1 °С;
- для скважины № 3 - 49,8 °С. приращение температуры составило 5,8 °С.

### 2.2.2. Количественная оценка тепловыделений перфорации.

В большинстве случаев для изготовления зарядов для кумулятивной перфорации используется взрывчатое вещество – гексоген. Количество тепла, которое выделяется при сгорании одного килограмма гексогена, известно  $Q = 1320$  Ккал/кг. Вес одного заряда – 20 – 22 гр. Следовательно, количество тепла, выделенное при сгорании одного заряда гексогена, составляет 26, 4 Ккал. Количество тепла, выделившееся при сгорании ДШ, рассчитывается из 20-30 гр. на погонный метр детонирующего шнура. Для многоразовых перфораторов (типа ПК105) 10 зарядов инициируются 1 метром ДШ, следовательно, в расчете на 1 выстрел количество тепла от заряда должно быть увеличено на 10-12% и составляет около 29,5 Ккал.

Для опробования информативности тепловых аномалий для количественного определения массы сгоревшего во время перфорации ВВ, были подобраны скважины, в которых почти в одинаковых условиях была проведена перфорация и выполнены измерения тепловых полей [16].

Для скважины №1  $Q_{\text{введен1}} = 295$  Ккал, для №2  $Q_{\text{введен2}} = 4130$  Ккал, для №3  $Q_{\text{введен3}} = 1770$  Ккал, для №4  $Q_{\text{введен4}} = 2655$  Ккал. Это максимальное количество тепла введенного в интервал перфорации от сгорания ВВ. Количество тепла, которое затрачивается на нагрев скважины после взрыва можно оценить по площади температурной аномалии:

$$Q = C \frac{\sum \Delta T(z_i) \Delta z_i}{z_2 - z_1}, \quad (13)$$

где:  $C$  – удельная теплоемкость насыщенных горных пород,  
 $z_2 - z_1$  - граница аномалии.

В таблице 7 приведены результаты сравнения тепловыделений: рассчитанных от объема боекомплекта перфоратора и вычисленных по величине тепловой аномалии измеренной в скважине. Анализ таблицы 7 показывает, что количество тепла, выделившееся в интервале перфорации, значительно больше тепла, рассчитанного только от сгорания ВВ. Прямой зависимости «количество ВВ – величина и температура аномалии» не прослеживается. Следовательно, при образовании температурной аномалии от срабатывания ПВА присутствуют и другие механизмы, связанные с ударно-



адиабатическим процессом в интервале перфорации, вклад которых не меньше чем от расчетного количества тепла только от сгорания ВВ.

Таблица 7

Номер скважины	Q введен. 10 <sup>3</sup> Ккал.	Q интер.пер. 10 <sup>3</sup> Ккал.	Q аномал. 10 <sup>3</sup> Ккал.	ΔQ 10 <sup>3</sup> Ккал.
№ 1 (10 выстрелов)	0,295	0,121	2,66	2,539
№ 2 (140 выстрелов)	4,130	5,463	13,42	7,957
№ 3 (60 выстрелов)	1,77	3,212	11,566	8,354
№ 4 (90 выстрелов)	2,655	1,768	7,023	5,255

где: Q<sub>введ</sub> - количество тепла, введенное взрывчатыми веществами;  
 Q<sub>инт.п.</sub> - количество тепла, рассчитанное по площади для интервала перфорации;  
 Q<sub>аном</sub> - количество тепла, рассчитанное по температурной аномалии;  

$$\Delta Q = Q_{\text{аном}} - Q_{\text{инт.п}}$$

### 2.2.3. Кондуктивный и конвективный теплоперенос.

Кондукция приводит к уменьшению величины тепловой аномалии вследствие восстановления нарушенного взрывом теплового поля путем теплопроводности. Поэтому  $\Delta T_{\text{max}}$  будет определяться временем, прошедшим после перфорации колонны до проведенных измерений температуры. Относительное изменение температуры после перфорации можно описать зависимостью:

$$\frac{\Delta T_1}{\Delta T_2} = 1 - \exp\left(-\frac{r^2}{4at}\right), \quad (14)$$

где: r – радиус теплового влияния, м;  
 a – коэффициент температуропроводности жидкости, м<sup>2</sup> / час;  
 t – время замера, прошедшее после перфорации, час;  
 $\Delta T$  и  $\Delta T_{\text{max}}$  - текущее и приращение температуры после перфорации, °С;  
 $\Delta T_{\text{max}} = T_o - T_{\text{ф}}$ ; T, T<sub>o</sub> - текущая и начальная температуры после перфорации,  
 T<sub>ф</sub> – фоновая температура до перфорации, °С.

При перфорации скважины, возникают большие перепады температур в стволе скважины. Это распределение температур может приводить к свободной тепловой конвекции жидкости заполняющей ствол скважины выше интервала перфорации. При определенной положительной величине градиента температуры ( $\Gamma_{кр.}$ ) называемого критическим, в стволе скважины возникает естественное конвективное движение жидкости. Величина критического градиента температуры определяется из соотношения:

$$\Gamma_{кр} = 8\Pi \frac{a \nu}{g a_T d^4}, \quad (15)$$

где:

- $a$  – коэффициент температуропроводности жидкости,  $m^2 / c$ ;
- $d$  – диаметр скважины,  $m$ ;  $\nu$  – кинематическая вязкость,  $m^2 / c$ ;
- $g$  – ускорение свободного падения тел;
- $a_T$  – коэффициент температурного расширения жидкости,  $1/k$ ;
- $\Pi$  – параметр, определяющий отношение теплопроводности пород к теплопроводности жидкости в скважине.

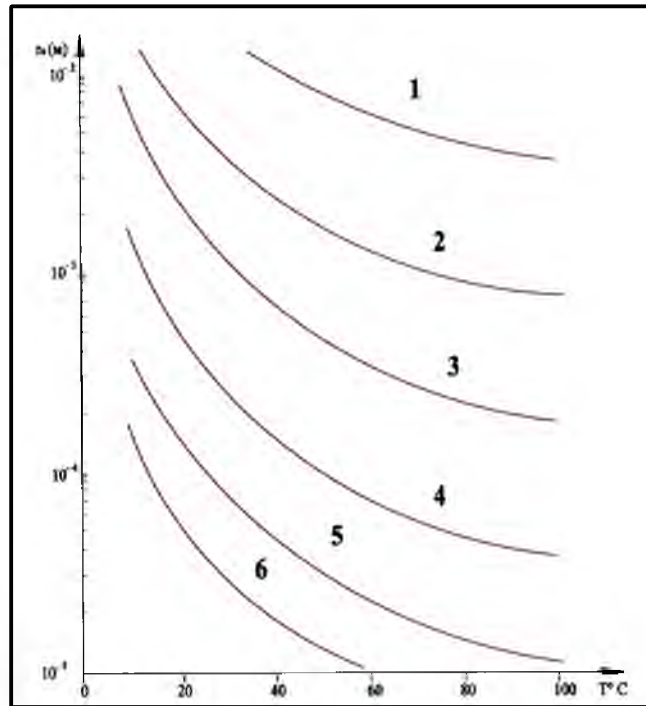
Для воды  $\Pi = 106,3 + (\lambda_{п} / \lambda_{ж}) 0,25$ .

После перфорации колонны значение градиента температуры в скважине больше критического. Поэтому выше интервала перфорации отмечается нарушение температурной аномалии вверх на расстояние, превышающее 10 – 20 метров и более. Одной из причин этого может быть и естественная тепловая конвекция, которая может приводить к нарушению симметричности аномалии в отсутствии движения жидкости из пласта [67].

На рис. 6 приведены значения критического градиента для различных температур в зависимости от диаметра скважины. Обычно, при перфорации перепад температур составляет более  $10^\circ C$ , что обуславливает конвективный перенос жидкости. Поэтому одной из причин «затяжки» температуры выше интервала перфорации является свободная конвекция. Количественный учет данного явления представляет в теоретическом плане сложную задачу. Известны экспериментальные работы, показывающие, что в результате конвекции тепловая аномалия может распространяться до десяти метров.

Конвективный теплообмен также связан и с движением жидкости в пласте и скважине после перфорации, при котором наблюдается изменение величины и формы тепловой аномалии. Опыт показывает, что вклад этого вида теплообмена существенен при, так называемой несбалансированной перфорации [16, 84], т.е. перфорации под депрессией ( $P_{заб} < P_{пл}$ ) или репрессией ( $P_{заб} > P_{пл}$ ). Причем, как правило (и это важно), движение

жидкости в пласте и скважине приводит к нарушению симметричности температурной аномалии.



*Рис. 6. Зависимость значений критических температурных градиентов от диаметра колонны и температуры.*

#### 2.2.4. Температурные напряжения горной породы.

В процессе сгорания взрывчатого вещества в скважине и породах образуются значительные перепады давления (до  $10^8$  Па). Если объем тела не меняется ( $dV = 0$ ), для быстрых процессов такое допущение возможно), то изменение температуры и давления связаны соотношением:

$$dT = \frac{\beta_T}{\alpha_V} dP, \quad (16)$$

где:  $\alpha_V$  — коэффициент объемного расширения,  
 $\beta_T$  — коэффициент изотермической сжимаемости.

Для пород среднее значение  $\alpha_V = 3 \cdot 10^{-5} \text{ K}^{-1}$ ,  $\beta_T = 10^{-11} \text{ Па}^{-1}$ .

При этих значениях коэффициентов увеличение температуры, связанное со скачкообразным возрастанием давления, составляет  $T \sim 30 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Отсюда видно, что изменения давления или напряжения горных пород могут привести к значительным изменениям температуры. И поэтому можно предположить, что добавочное количество тепла  $Q_{доб} = Q_{аном} - Q_{введ}$

создается из-за остаточной деформации горных пород после снятия напряжения (дилатансия) [75].

### **2.2.5. Адиабатический эффект.**

При скачкообразном изменении давления при перфорации может проявляться адиабатический эффект в системе. За счет адиабатического эффекта жидкости при сжатии нагреваются на величину  $\Delta T$ , определяемую зависимостью:

$$\Delta T = \eta \Delta P, \quad (17)$$

где:  $\eta$  – коэффициент адиабатического сжатия (растяжения),  
 $\Delta P$  – величина изменения давления в системе, атм.

В частности для воды  $\eta = 0,0015 \text{ } ^\circ\text{C} / \text{атм.}$ , для нефти –  $0,015 \text{ } ^\circ\text{C} / \text{атм.}$

Если учитывать, что изменение давления происходит в пределах 1000 атм., то приращение температуры за счет адиабатического сжатия может быть около  $1,5 \text{ } ^\circ\text{C}$ . Однако, адиабатический процесс – обратимый процесс. Приращение температуры при сжатии жидкости в скважине будет скомпенсировано в процессе скачкообразного снижения давления после перфорации. Поэтому адиабатический эффект не оказывает существенного влияния на распределение температуры в скважине после перфорации обсадной колонны.

### **2.3. Математическое моделирование ударно – волновых полей при кумулятивной перфорации. Оценка влияния распространения ударно – волновых полей.**

После перфорации обсадной колонны происходит значительный разогрев жидкости внутри скважины симметрично в обе стороны от участка перфорации, и в некоторых случаях аномалии прослеживается на расстояния более 15 – 30 м.

На рис. 7. приведены изменения тепловых полей в скважине при перфорации. Отмечается, что мощность аномалии разностной кривой (3), характеризующей изменение поля температур в результате перфорации, значительно превосходит границы интервала перфорации.

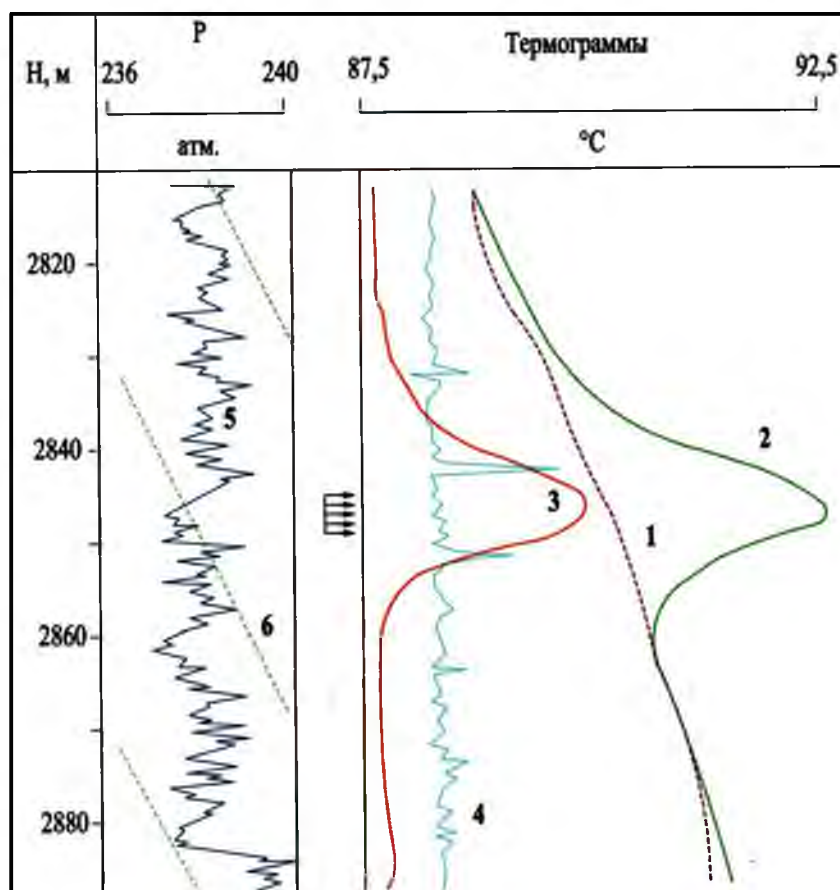
Как уже отмечалось выше, и на температурной кривой измеренной сразу после перфорации (2) (рис. 7), подстилающие и покрывающие породы отмечаются значительной по размерам зоной нарушения теплового поля.

Расчеты показывают, что в рамках теории теплопроводности такая форма аномалии не находит объяснения. Действительно, после перфорации начальная

температура на границе пласт – порода стремится к бесконечности. Задача с такими граничными условиями называется задачей с обострениями. В этом случае расстояние максимального разогрева в породе оценивается приближенно зависимостью:

$$Z_{\max} = 2 \sqrt{a\tau_0},$$

где:  $a$  – коэффициент температуропроводности среды в скважине, м<sup>2</sup>/час;  
 $\tau_0 = 2$  часа – характерный параметр.



**Рис. 7. Распределение температуры после перфорации скважины,**

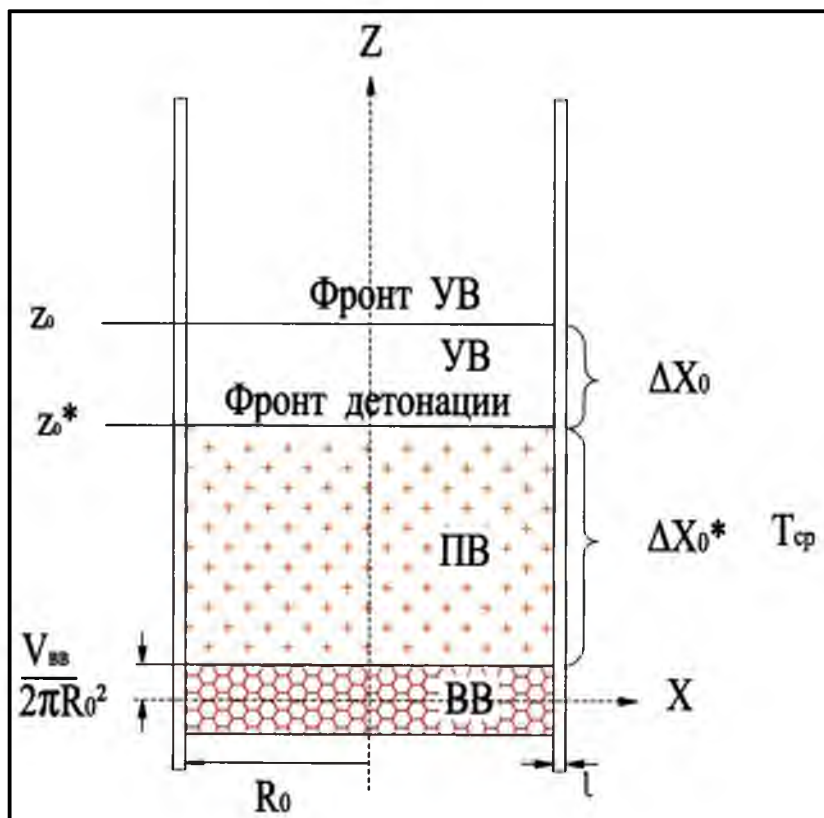
где: 1 – температура в пласте до перфорации,  
 2 – температура после перфорации,  
 3 – разностная кривая.

При заполнении скважины водой ( $a = 0,005$  м<sup>2</sup>/час) из соотношения находим  $Z = 0,2$  м, тогда как зона нарушения в подстилающие породы составляет 10 и более метров.

Анализ литературы [2,14,16,33,44,49] и теоретические исследования показывают, что такое распределение температуры может быть связано с

взаимодействием ударной волны (возникающей при взрыве) с металлической обсадной колонной и породой.

И в общем виде решение данной задачи представляет весьма сложную проблему и выходит за рамки данной диссертации. Поэтому рассмотрим упрощенную модель возникновения температурного поля, основанную на теории ударных волн (УВ) (рис. 8).



*Рис. 8. Взрыв ВВ в среде,*

где: УВ – ударная волна, ПВ – продукты взрыва, ВВ – взрывчатое вещество,  $V_{ВВ}$  – объем ВВ,  $R_0$  – радиус трубы,  $l$  – толщина стенки,  $Z_0$  – положение фронта УВ через время  $\Delta t$  после взрыва ВВ ( $t_0 = 0$ ),  $Z_0^*$  положение фронта УВ через время  $\Delta t$  после взрыва ВВ,  $T_{ср}$  – температура среды (в задаче полагаем  $T_{ср} = T_0$ ).

Рассмотрим последовательно процессы, происходящие при взрыве взрывчатого вещества (ВВ) в среде. Взрыв представляет собой быструю химическую реакцию, при которой ВВ полностью или частично превращается в газ более или менее высокой температуры. В зависимости от состава и состояния вещества, от условий, вызывающих взрыв, химическая реакция внутри ВВ протекает по-разному, с различной скоростью. Как правило, зажигание ВВ является локальным. Химическая реакция в одном слое возбуждает химические реакции в соседних слоях. В сильных ВВ скорость

распространения реакции достигает нескольких тысяч метров в секунду. По расчетам для гексогена с начальной плотностью  $1,7 \text{ г/см}^3$  давление в детонационной волне (детонация из центра ВВ) составляет  $1,25 \cdot 10^5 \text{ атм.}$ , начальная скорость  $8400 \text{ м/с}$ . Средняя плотность газообразных продуктов взрыва равна начальной плотности ВВ.

В момент взрыва  $t_0 = 0$  зародившаяся детонационная волна начнет работать как поршень в невозмущенной среде с плотностью  $\rho_0$ , температурой  $T_0$  и давлением  $P_0$ . В момент времени  $t_0$  – момент взрыва от поверхности «поршня» отрывается первая ударная волна, фронт которой начинает двигаться со скоростью  $u(z)$ .

Перед фронтом ударной волны по-прежнему находится невозмущенная среда с параметрами  $(T_0; P_0)$ . За фронтом волны все параметры изменяются скачком. Давление и плотность между фронтом ударной волны и поверхностью «поршня» существенно превышает соответствующие параметры невозмущенной среды, поэтому скорость звука в зоне между фронтом УВ и «поршнем» больше, чем скорость звука в невозмущенной среде. Следовательно, все вторичные волны, создаваемые «поршнем» при расширении будут двигаться в зоне повышенного давления, догоняя фронт первичной волны и подкачивая первичную волну энергией.

Подобная «накачка» определяется временем существования газового пузыря, созданного продуктами детонации. То есть, до тех пор, пока продукты детонации расширяются, ударная волна накачивается энергией от расширяющегося «поршня». Как только пузырь схлопнется, подкачки ударной волны от «поршня» происходить не будет. Ударная волна, растратившая энергию, постепенно затухнет (или при выходе из воды в атмосферу УВ преобразуется в звуковую волну).

Очевидно, во время «накачки» в зоне повышенного давления (а также плотности и температуры), располагающейся между «поршнем» и фронтом УВ, происходят необратимые процессы рассеяния механической (кинетической и потенциальной) энергии УВ, связанные с затуханием волны. В результате после прохождения ударной волны температура среды повысится.

Для решения задачи о теплообмене между водой и обсадной колонной, между газовым пузырем и обсадной колонной рассмотрим следующую задачу (рис.9):

начальная температура  $T_n$  бесконечной круглой цилиндрической трубы  $r_1 \leq r \leq r_2$  равна  $T_c$ . Найти температуру трубы при  $t > 0$ , если на ее внутренней поверхности поддерживается температура  $T_1 = T^* = \text{const}$ , а на наружной поверхности  $T_2 = T_c = \text{const}$ .

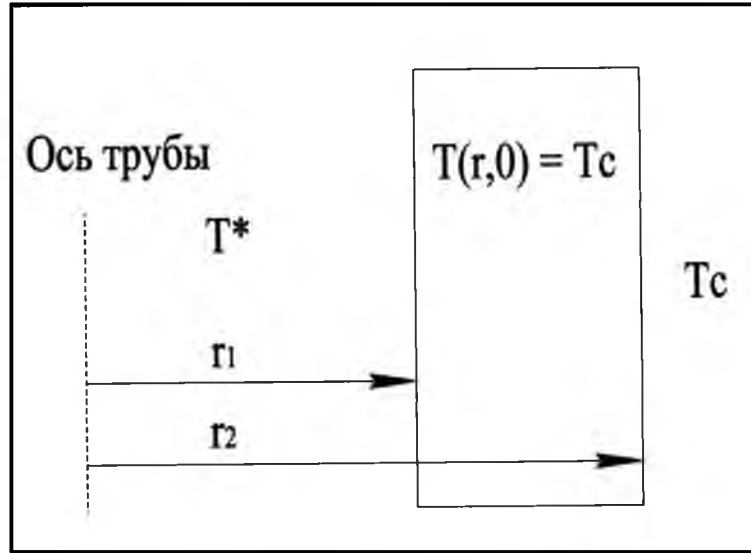


Рис. 9. Геометрия задачи.

Постановка задачи:

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

$$r_1 \leq r \leq r_2, \quad (18)$$

$$T(r_1, t) = T^*; \quad T(r_2, t) = T_c; \quad T(r_1 \leq r \leq r_2, 0) = T_c;$$

Полагаем  $T^*$  - температура газа или воды в обсадной колонне;

$T_c$  - температура окружающей среды за обсадной колонной.

Аналитическое решение задачи имеет вид:

$$T(r, t) = \frac{\pi^2}{2r_0^2} \sum_{n=1}^{\infty} \frac{T_c \mu_n^2 j_0^2(\mu_n)}{j_0^2(\mu_n) - j_0^2(\mu_n k) r_1} \int_{r_1}^{r_2} r z_0 \left( \frac{\mu_n r}{r_1} \right) dr \cdot e^{-\frac{\mu_n^2 a^2 t}{r_1^2}} z_0 \left( \frac{\mu_n r}{r_1} \right) -$$

$$- \sum_{n=1}^{\infty} \frac{T_c j_0^2(\mu_n) - T^* j_0^2(\mu_n k)}{j_0^2(\mu_n) - j_0^2(\mu_n k)} j_0(\mu_n) z_0 \left( \frac{\mu_n r}{r_1} \right) e^{-\frac{\mu_n^2 a^2 t}{r_1^2}} + [T^* \ln \frac{r_2}{r} + T_c \ln \frac{r}{r_1}] \ln k, \quad (19)$$

где:  $k = \frac{r_2}{r_1}$ ;  $\mu_n$  - положительные корни уравнения

$$J_0(\mu) N_0(\mu k) - J_0(\mu k) N_0(\mu) = 0,$$

$$z_0 \left( \frac{\mu_n r}{r_1} \right) = N_0(\mu k) - J_0(\mu_n k) N_0 \left( \frac{\mu_n^2}{r_1} \right);$$

а норма собственных функций:

$$z_1(\lambda_k r) = J_1(\lambda_k r_1) N_1(\lambda_k r) - N_1(\lambda_k r) J_1(\lambda_k r)$$



Определяются из:

$$\int_0^x Z_{\nu}^2(\lambda_x) dx = \frac{(\lambda_x)^2 [Z_{\nu}'(\lambda_x)]^2 + ((\lambda_x)^2 - \nu^2) \cdot [Z_{\nu}(\lambda_x)]^2}{2\lambda^2}$$

$$\begin{vmatrix} J_{\nu}(z) & N_{\nu}(z) \\ J_{\nu}'(z) & N_{\nu}'(z) \end{vmatrix} = \frac{2}{\pi z}$$

Результаты расчета распределения температуры приведены на рис. 10.

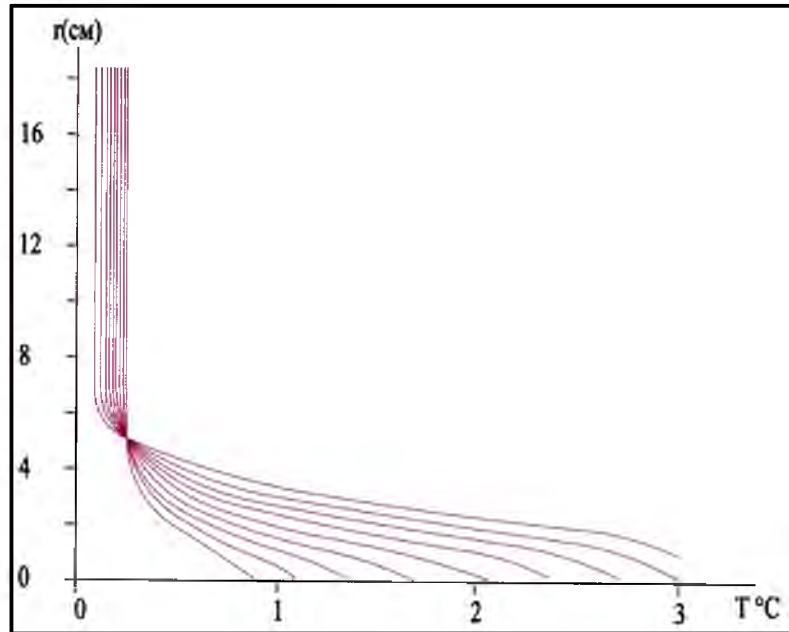


Рис. 10. Расчетные изменения температуры воды в течение 4,5 ч после взрыва.

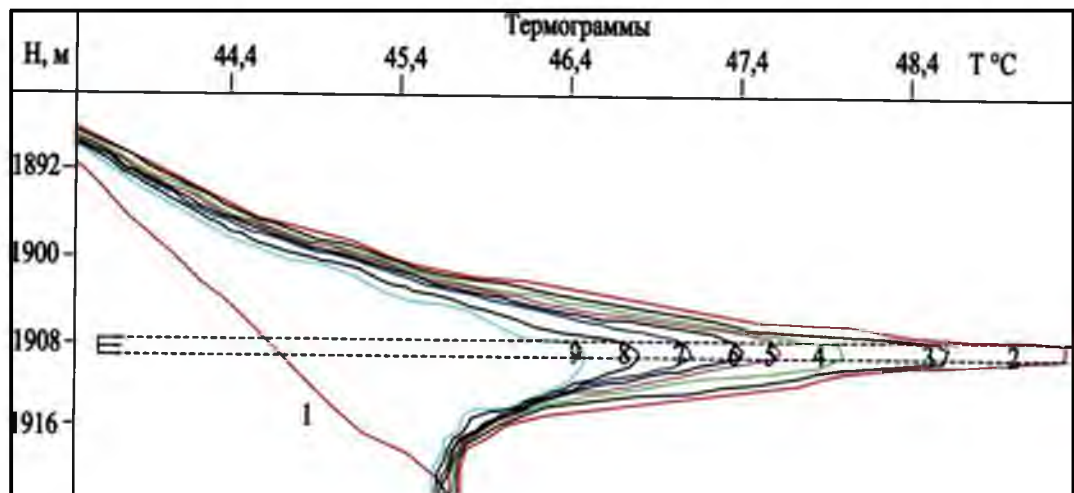


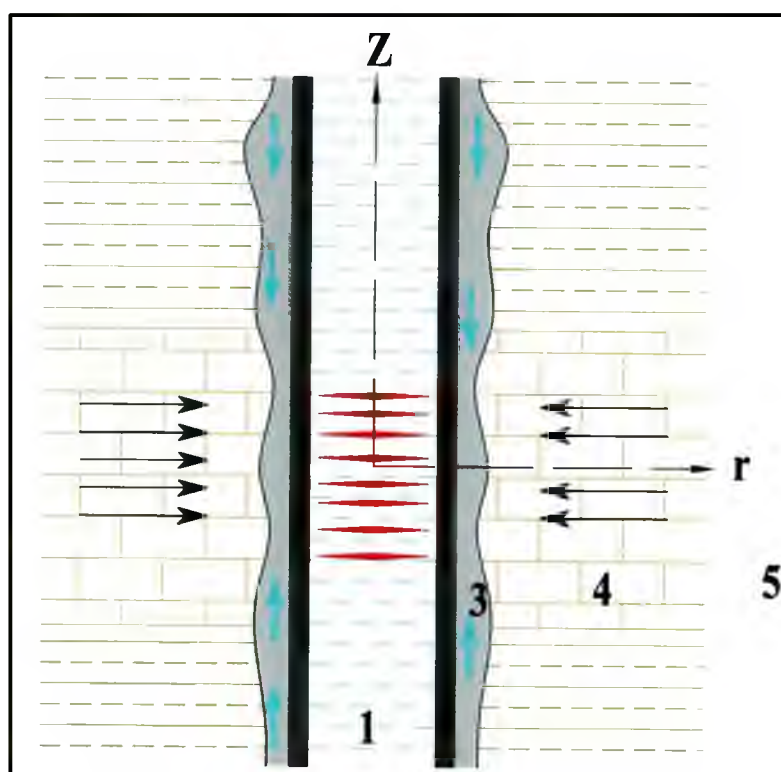
Рис. 11. Распределение температуры до и после перфорации в скважине 69 Аблаевской площади,

где: 1 – замер до перфорации;  
2–9 - замеры после перфорации с интервалом 30 минут.

Полученное на рисунке 10 распределение температуры в воде после перфорации (взрыва) соответствует экспериментальным данным, приведенным на рис. 11.

#### 2.4. Моделирование тепловых полей после перфорации колонны с учетом конвективного движения жидкости [70, 75].

Пусть перфорация в скважине проводится под депрессией. В этом случае за счет гидродинамической связи пласта и скважины начинается приток жидкости из пласта, а при наличии заколонного перетока и из заколонного пространства (рис. 12).



*Рис. 12. Геометрия задачи,*

где: 1 – среда внутри колонны, 2 – обсадная колонна, 3 – цементное кольцо с заколонным перетоком, 4 – продуктивный пласт, 5 – околоскважинное пространство.

Температурное поле в скважине формируется за счет конвективного и кондуктивного переноса тепла созданного непосредственно после кумулятивной перфорации колонны и за счет проявления Джоуля – Томсона и адиабатического эффектов, как в пласте, так и в заколонном пространстве [70].

Математическая постановка задачи по расчету температурного поля после перфорации скважины (в пренебрежении естественной тепловой конвекцией и теплопроводностью):

- по пути движения жидкости включает одномерное уравнение притока тепла в скважину (20);
- двумерные уравнения в пласте (21)
- в средах, где отсутствует движение жидкости (22)
- уравнение притока тепла в заколонном пространстве (23),
- уравнение смешивания потоков из пласта и заколонного пространства (24) [32, 63, 67]:

$$\frac{\partial T_c}{\partial t} + v_c \frac{\partial T_c}{\partial z} = \alpha(T - T_\Gamma), \quad (20)$$

$$\frac{\partial T_n}{\partial t} + v_n \frac{1}{r} \left( \frac{\partial T_n}{\partial r} + \varepsilon \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \lambda_n r \frac{\partial T_n}{\partial r} \right) + \lambda_n \frac{\partial^2 T_n}{\partial z^2} + \eta \frac{\partial P}{\partial r}, \quad (21)$$

$$\frac{\partial T_i}{\partial t} = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( \lambda_i r \frac{\partial T_i}{\partial z} \right), \quad (22)$$

$$\frac{\partial T_p}{\partial t} + v_p \left( \frac{\partial T_p}{\partial z} + \varepsilon \frac{\partial P_p}{\partial z} \right) = \alpha_1(T_p - T_c) + \alpha(T_p - T_\Gamma), \quad (23)$$

$$\sum_i c_i \rho_i T_i Q_i = (\sum c_i \rho_i T_i Q_i) T_c, \quad (24)$$

где:

$T_c, T_n, T_i, T_p$  – температура в скважине, пласте, непроницаемых средах (железная колонна, цемент, порода) и заколонном пространстве;

$T_\Gamma$  - геометрическая температура на данной глубине;

$v_c, v_n, v_p$  - скорости движения жидкости в скважине, в пласте и заколонном пространстве, соответственно;

$\lambda_c, \lambda_n$  – теплопроводность в скважине и пласте ;

$C_i \rho_i$  – теплоемкость и плотность жидкости из пласта и заколонного пространства;

$Q_i$  – расход жидкости;  $\alpha, \alpha_1$  - коэффициент теплообмена с породой и скважиной соответственно;

$\varepsilon, \eta$  - Джоуля – Томсона и адиабатический коэффициенты;

$i$  - номер среды;  $t$  – время;  $r, z$  – координаты.

Начальные условия учитывают распределение температуры непосредственно после перфорации скважины:

$$T \Big|_{t=0} = T_0(r, z), \quad (25)$$

На границе сред выполняются условия равенства температур и тепловых потоков:

$$T_i \Big|_{r=R_1-0} = T_i \Big|_{r=R_1 0}, \quad (26)$$

$$\lambda_i \frac{\partial T_i}{\partial r} \Big|_{r=R_i-0} = \lambda_i \frac{\partial T_i}{\partial r} \Big|_{r=R_i 0}, \quad (27)$$

Восстановление нарушенного взрывом теплового поля путем теплопроводности приводит к уменьшению величины тепловой аномалии.

Для задания начального распределения температуры необходимо его восстановить до значений непосредственно после перфорации скважины. Для этого воспользуемся решением известной задачи по остыванию цилиндра [31, 79]:

$$\frac{\Delta T_i}{\Delta T_{i\max}} = 1 - \exp\left(-\frac{r_i^2}{4\alpha t}\right), \quad (28)$$

где:

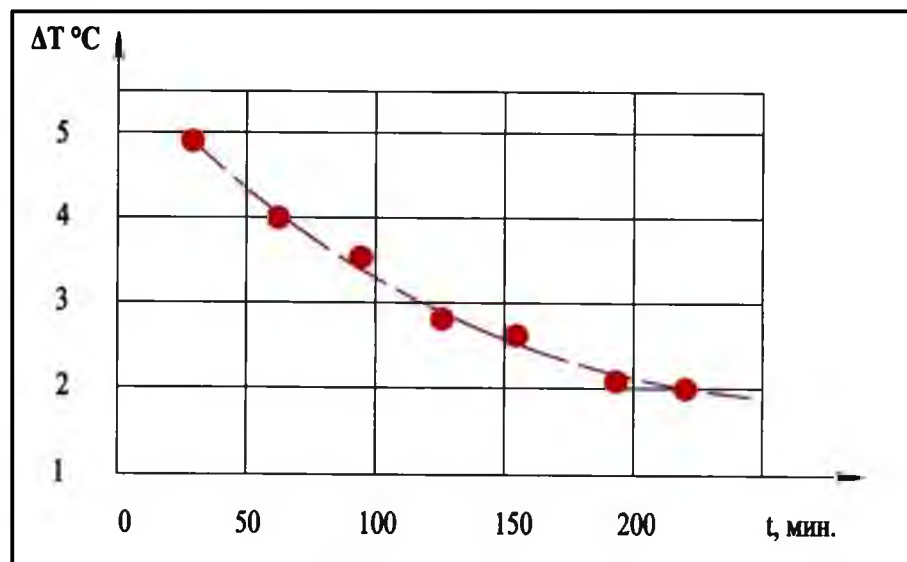
- $r_i$  - радиус теплового влияния на  $i$  – глубине, м;
- $\alpha$  – коэффициент температуропроводности жидкости,  $\text{м}^2/\text{час}$ ;
- $t$  – время замера, прошедшее после перфорации, час;
- $\Delta T_i$  и  $\Delta T_{i\max}$  - текущее и максимальное приращение температуры в скважине после перфорации соответственно,  $^{\circ}\text{C}$ ;
- $\Delta T_{i\max} = T_{i0} - T_{i\phi}$ ;  $\Delta T_i = T_i - T_{i\phi}$ ;  $T_i, T_{i0}$  - текущая и начальная температуры после перфорации на  $i$  – глубине;
- $T_{i\phi}$  – фоновая температура до перфорации на  $i$  – глубине.

Начальное значение  $\Delta T_{i\max}$  вне интервала пласта, где проводится перфорация, можно определить из (28) исходя из времени прошедшего после перфорации колонны до проведенных измерений температуры  $\Delta T_i$  при  $r = r_c$ , где  $r_c$  – радиус скважины.

В интервале перфорации вследствие проникновения продуктов взрыва и жидкости из ствола в пласт зона теплового возмущения больше, чем радиус скважины. Темпы восстановления температуры зависят от радиуса теплового возмущения. Для оценки радиуса теплового возмущения воспользуемся формулой (28) при данном  $\frac{\Delta T_i}{\Delta T_{i\max}}$ .

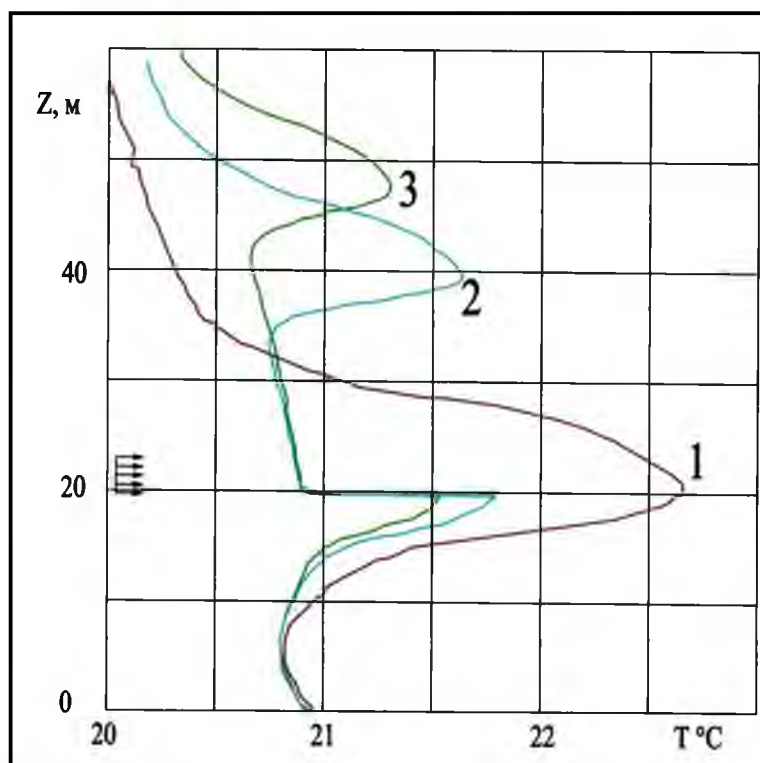
На рис. 13 приведен график изменения температуры в интервале пласта в зависимости от времени, которое прошло после перфорации обсадной колонны в скважине. Восстановление температуры в скважине в интервале перфорации происходит здесь только за счет теплопроводности, так как приток жидкости из пласта не отмечается. За три с половиной часа амплитуда уменьшилась на  $3.1^{\circ}\text{C}$ .

Если экстраполировать график этой функции на большие времена, то очевидно, что аномалию температуры в этой скважине можно будет уверенно наблюдать и через одни сутки после перфорации скважины. Практические материалы показывают, что реально температурная аномалия после перфорации может наблюдаться и через двое суток. Это свидетельствует о существовании зоны теплового возмущения в пласте вследствие перфорации. Используя формулу (28) для радиуса теплового возмущения, получим 0, 12 м. Восстановленное значение температуры по длине скважины и по радиусу используется как начальное распределение температуры –  $T_{0(r,z)}$ .



*Рис. 13. Изменение температуры в интервале вскрытия после перфорации (сква. №1).*

Ниже приведены результаты расчета формирования температурного поля в скважине при потоке жидкости из пласта после перфорации колонны при наличии заколонного перетока снизу (рис. 14).



*Рис. 14. Распределение температуры по длине скважины после перфорации (при притоке жидкости из пласта и наличии заколонного перетока снизу), где: 1 - через 20 мин после начала притока в отсутствии заколонного перетока, 2 - через 20 мин при наличии заколонного перетока, 3 - через 60 мин при наличии заколонного перетока.*

Положение верхней границы тепловой аномалии в разрезе скважины по времени зависит от скорости движения жидкости в скважине, т.е. от дебита пласта, которую можно использовать для оценки расходных параметров. Ниже интервала перфорации аномалия разогрева уменьшается во времени за счет теплопроводности. При наличии заколонного перетока снизу, формирование теплового поля в зумпфе скважины зависит:

- от соотношения дроссельного эффекта по сравнению с прогревом колонны за счет кумулятивной перфорации - в зумпфе сохраняется повышенные значения температуры относительно геотермической;
- при значительном разогреве за счет кумулятивной перфорации по сравнению с дроссельным эффектом - наблюдается понижение температуры в зумпфе скважины.

Таким образом, факт срабатывания перфоратора отмечается тепловой аномалией разогрева, а гидродинамическая связь системы «скважина - пласт» перемещением тепловой аномалии вверх по стволу скважины, что можно использовать на практике для оценки состояния призабойной зоны пласта.

## **2.5. Разработка методологии измерений тепловых полей при оценке качества заканчивания скважин.**

Для определения интервалов перфорации эксплуатационной колонны проводятся замеры термометром. Замеры проводятся при спуске прибора. Если не возможно провести замеры при спуске прибора. То допускается проведение замеров при подъеме термометра. При этом замеры начинаются на 3 – 5 м выше забоя для того, чтобы не загрязнить датчик прибора. Скорость регистрации определяется зависимостью [14]:

$$V \text{ ( м / с ) } \leq \frac{630}{\tau}, \quad ( 29 )$$

где:  $\tau$  (с) - постоянная времени термометра;  
масштаб температуры  $n = 0,1 \div 0,2$  °С/см;  
масштаб глубины  $M - 1:200$ .

Если прибор побывал на забое скважины, то перед проведением замера необходимо «промыть» датчик термометра.

Термометрические исследования осуществляются таким образом: регистрируется фоновое распределение температуры до перфорации, а затем распределение после перфорации скважины. При этом термограмму после перфорации в отсутствие движения жидкости необходимо регистрировать не позднее 3- 4 часов после воздействия. Такой временной интервал позволяет в

процессе кондуктивного восстановления температуры уверенно выделить перфорированную зону в стволе скважины. Лучшие результаты получаются при регистрации термограммы сразу после извлечения перфоратора из скважины. По наличию тепловой аномалии определяется факт срабатывания перфоратора и фактическое положение зоны перфорации по глубине.

Наиболее информативным для ранней диагностики пластов и скважин является геофизическое сопровождение вторичного вскрытия пластов под депрессией [84]. Для этого предварительно до перфорации снижают уровень жидкости в колонне и регистрируют фоновое распределение температуры, после чего производят перфорацию колонны и осуществляют запись, по крайней мере, трех термограмм (с интервалом по времени: сразу, через час и через 2 часа после перфорации) в процессе притока жидкости из пласта. При этом, помимо перечисленных выше задач, определяется наличие гидродинамической связи перфорированного пласта со скважиной, и производится ранняя диагностика технического состояния скважины.

Для регистрации термограмм могут быть использованы практически все типы термометров, имеющих на вооружении у производственных предприятий.

## **2.6. Принципы интерпретации данных термометрии при исследовании интервалов перфорации скважины [16, 81, 84].**

Перечисленные в разделе 2.1. факторы дают вклад в образование тепловой аномалии непосредственно во время взрыва. После взрыва в скважине возникают дополнительные процессы, оказывающие влияние на величину и форму аномалии, как отмечалось выше, это кондуктивный и конвективный теплообмен.

Кондукция приводит к уменьшению величины тепловой аномалии вследствие восстановления нарушенного взрывом теплового поля путем теплопроводности. Поэтому  $\Delta T_{\max}$  будет определяться временем, прошедшим после перфорации колонны до проведенных измерений температуры, которое определяется по известной формуле [16]:

$$\frac{\Delta T}{\Delta T_{\max}} = 1 - \exp\left(-\frac{r_i^2}{4\alpha t}\right), \quad (30)$$

где:

- г - радиус теплового влияния, м;
- $\alpha$  – коэффициент температуропроводности жидкости, м<sup>2</sup>/час;
- t – время замера, прошедшее после перфорации, час;

$\Delta T_i$  и  $\Delta T_{i\max}$  - текущее и максимальное приращение температуры в скважине после перфорации соответственно, °С;

$$\Delta T_{\max} = T_0 - T_{\phi}; \quad \Delta T = T - T_{\phi}; \quad T, T_0 - \text{текущая и начальная температуры после перфорации,}$$

$T_{\phi}$  – фоновая температура до перфорации.

Конвективный теплообмен связан с изменением величины и формы тепловой аномалии потоком жидкости в пласте и скважине после перфорации. Опыт показывает, вклад этого вида теплообмена существенен при, так называемой, несбалансированной перфорации [16, 84], т.е. перфорации под депрессией ( $P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}}$ ). Причем, как правило (и это важно), движение жидкости в пласте и скважине приводит к нарушению симметричности температурной аномалии.

В настоящее время наряду с кумулятивной перфорацией эпизодически применяется сверлящая перфорация (как щадящая крепь скважины). Если вся потребляемая энергия этих перфораторов переходит в тепловую, то при мощности перфоратора в 0,5 кВт количество тепла, выделившееся при сверлении 1 отверстия в течение 5 минут, составляет 32 ккал. Применение сверлящих перфораторов также приводит к повышению температуры в интервале сверления колонны.

Как отмечалось ранее, при перфорации обсадной колонны возникают большие перепады температуры в стволе скважины, и при определенных положительных величинах критического градиента температуры ( $G_{\text{кр}}$ ), в стволе скважины возникает естественное конвективное движение жидкости. После перфорации колонны значение градиента температуры в скважине обычно больше критического. Поэтому выше интервала перфорации отмечается нарушение температурной аномалии вверх на расстояние, превышающее  $10 \div 20$  м и более.

Следует подчеркнуть, что тепловая аномалия при перфорации не связана с проявлением дроссельного эффекта при фильтрации жидкости (а у многих бытует такое мнение). Здесь аномалия возникает при отсутствии движения жидкости, и она значительна по величине и по размерам.

Таким образом, по данным термометрии перфорированный интервал отмечается положительной аномалией температуры при сравнении термограмм, зарегистрированных до и после перфорации. Аномалия в отсутствие движения жидкости, как правило, симметрична относительно середины перфорированного пласта (рис. 15).

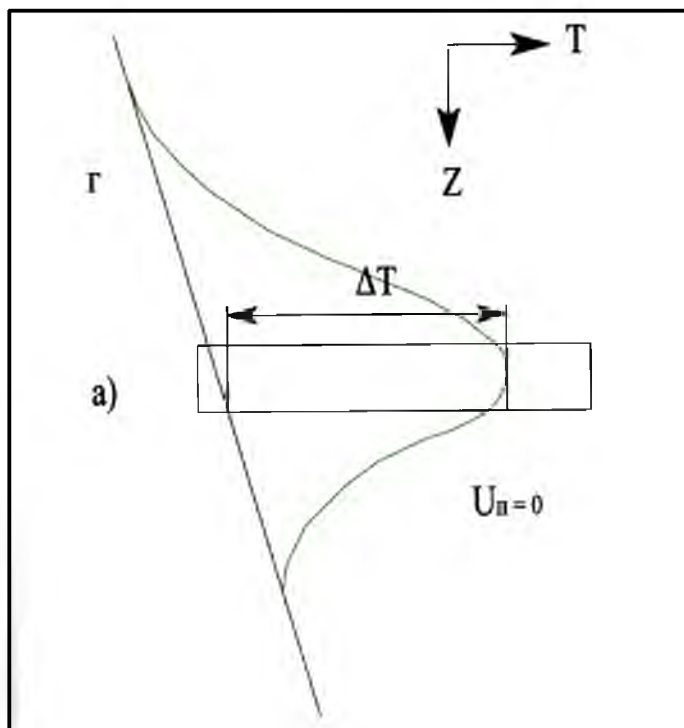
Выделение границ перфорированного интервала по термограмме не всегда удается. В благоприятных условиях наиболее уверенно по термограмме определяется только нижняя граница интервала перфорации, которая



определяется по точке перегиба. Лучше для этого использовать дифференциальную кривую термометрию.

При определении верхней границы использовать эту методику нельзя. Связано это с тем, что выше перфорированного пласта градиент температуры выше критического градиента. В результате этого возникает естественная тепловая конвекция, которая смещает вверх точку перегиба на расстояние  $\Delta h$ . Рассчитать величину  $\Delta h$  очень сложно, и поэтому нельзя определить верхнюю границу интервала перфорации.

В случае уверенного определения нижней границы интервала перфорации для определения верхней границы интервала при отсутствии движения жидкости в скважине можно использовать ее глубину  $H_n$ , соответствующую точке перегиба, и глубину  $H_c$ , соответствующую максимальной температуре в интервале перфорации. Тогда глубину верхней границы интервала перфорации  $H_b$ , можно рассчитать как  $H_b = H_n - 2\Delta H$ , где  $\Delta H = H_{nn} - H_{nb}$ .



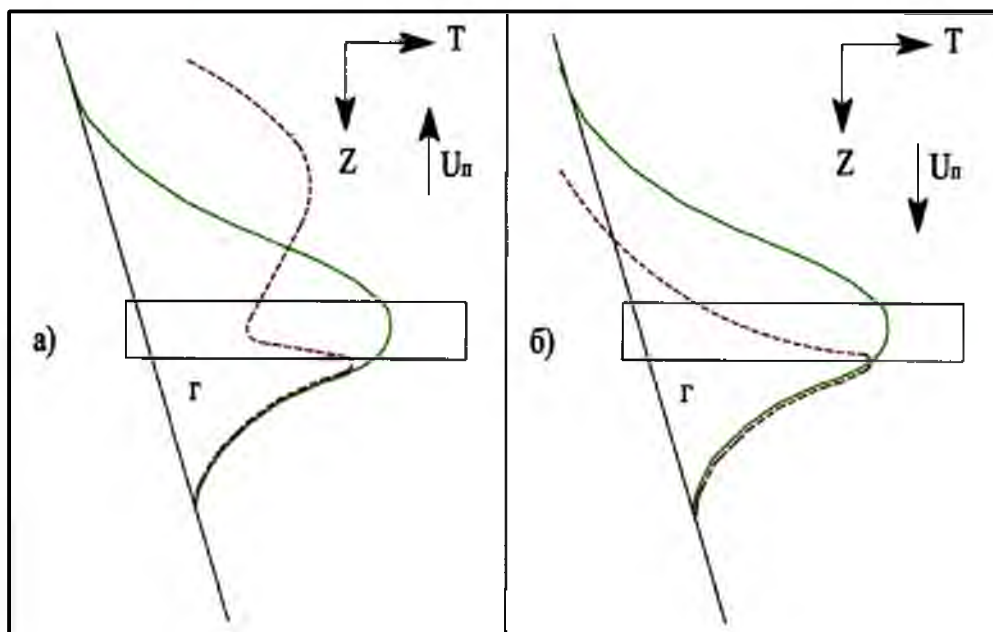
*Рис. 15. Типовое распределение температуры после перфорации при отсутствии движения жидкости в скважине.*

В общем случае для обеспечения достоверности определения перфорированного интервала термометрию необходимо комплексировать с другими методами, например методом Пк (измерение потенциалов обсадной колонны).

Кроме выделения местоположения интервала вскрытия термограмма, зарегистрированная после перфорации, является документом, однозначно подтверждающим факт проведения перфорации объекта и расходования ВВ.

Все применяемые для контроля перфорации методы связаны с изучением колонны и не несут информацию об исследуемом пласте. Между тем, по данным термометрии может быть произведена предварительная (ранняя) оценка гидродинамической связи скважины с пластом после перфорации. Гидродинамическая связь скважины с пластом может быть определена по изменению формы и величины температурной аномалии рис. 16 (по сравнению с типовой без движения жидкости).

а) – перфорация под депрессией, а также снижение температуры потока выше подошвы перфорированного интервала при вскрытии пласта под репрессией (нарушение симметрии температурной аномалии в пределах перфорированного интервала) указывает на наличие гидродинамической связи пласта со скважиной. При потоке жидкости из пласта, а также и при поглощении жидкости в части зумпфа, прилегающей к перфорированному интервалу, наблюдается остаточная аномалия от перфорации (см. рис. 16).



*Рис. 16. Типовые распределения тепловых полей при несбалансированной перфорации скважин ( $U_n$  – скорость и направление перетока).*

При несбалансированной перфорации по термограммам возможна оценка расхода жидкости по методикам, применяемым при освоении скважины [11].

Кроме того, по нарушению формы типовых термограмм после несбалансированной перфорации можно осуществлять раннюю диагностику технического состояния скважины – выявлять заколонные перетоки жидкости в

скважине, определять нарушение герметичности обсадной колонны. Эти задачи решаются как при перфорации под депрессией, так и при вскрытии пласта под репрессией.

## Выводы

На основании результатов математического моделирования для ударно-волновых и тепловых взаимодействий элементов системы «скважина – перфоратор – продуктивный пласт» можно выделить:

- рассчитанные на ПЭВМ передаточные характеристики системы воздействия на продуктивные пласты позволили выявить наличие частотных диапазонов, способствующих максимальному прохождению энергии волнового поля в продуктивный пласт;
- анализ результатов математического моделирования системы «скважина – перфоратор – продуктивный пласт» позволил оценить глубину проникновения энергии волнового поля в ПЗП в различных частотных диапазонах и оценить тепловую конвекцию кумулятивного воздействия в зоне перфорации;
- в результате изучения импедансных моделей показана возможность регулирования глубины проникновения кумулятивно-волнового воздействия на пласты, которая определяется частотным спектром и энергией волновых полей возбуждаемых при перфорации;
- учитывая ограничения для регулирования параметров волновых полей за счет изменения габаритов перфосистем, управление параметрами волнового поля целесообразно осуществлять изменением времени задержки при передаче детонационного импульса между секциями перфоратора и параллельным срабатыванием ПГД;
- анализ физических процессов и экспериментальных исследований позволил разработать методологию интерпретации скважинных материалов и выделить следующие характерные особенности тепловых аномалий, проявляющиеся при кумулятивной перфорации колонны:
  - после перфорации против интервала воздействия наблюдается положительная температурная аномалия; возрастание температуры относительно первоначальной составляет от 1,5 до 12 °С;
  - величина и амплитуда тепловой аномалии зависят от конструкции примененного перфоратора (корпусной или бескорпусной);
  - отмечается, что наличие тепловой аномалии в интервале вторичного вскрытия через несколько суток после перфорации является

результатом дилатансии пород пласта под воздействием ударно-волнового поля, вследствие чего фазовая проницаемость коллектора может быть кратно снижена;

- нарушение первоначального распределения температуры регистрируется в скважине и в областях, расположенных выше и ниже интервала перфорации, причем распространение зоны нарушения в обе стороны составляет от 5 до 30 м;
- при отсутствии притока жидкости из пласта непосредственно после перфорации, аномалия температуры практически симметрична относительно середины перфорированного интервала;
- приток или поглощение жидкости непосредственно после перфорации нарушает симметрию аномалии из-за конвективного теплообмена;
- величина и форма температурной аномалии в зумпфе скважины при наличии заколонного перетока снизу зависит от соотношения дроссельного разогрева в интервале перетока и остаточного разогрева от кумулятивной перфорации колонны; при преобладании величины дроссельного разогрева, по сравнению с прогревом колонны за счет кумулятивной перфорации, в зумпфе сохраняются повышенные значения температуры относительно геотермической; при значительном разогреве за счет кумулятивной перфорации по сравнению с дроссельным эффектом, наблюдается понижение температуры в зумпфе скважины;
- наличие на термограмме тепловой аномалии после ПВР является документом, подтверждающим проведения перфорации объекта и факт расходования ВВ.

## ГЛАВА Ш

### **Разработка аппаратно – программного комплекса и технологии управления кумулятивно – волновым воздействием при вскрытии продуктивных пластов и освоении скважин.**

#### **3.1. Принципы построения аппаратно-программного комплекса для реализации управления вскрытием продуктивных пластов и освоением скважин [10, 16, 26, 28, 39, 51, 52, 55, 57, 79, 80, 81].**

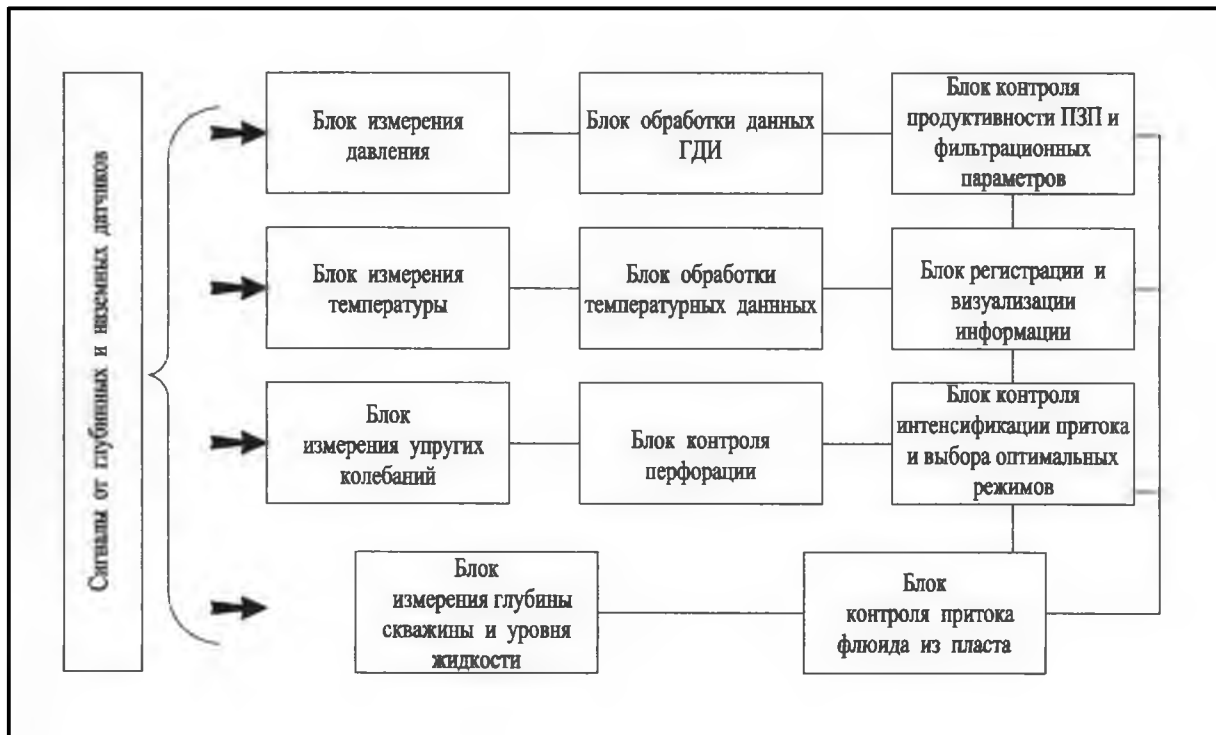
Разработанные автором научно-методические основы управления вторичным вскрытием пласта на основе комплексного измерения волновых и тепловых полей, позволили сформулировать основные требования к аппаратно-программному комплексу управления, разработанному под руководством и непосредственным участии автора в ЗАО «НТФ ПерфоТех».

Технические требования подробно изложены в техническом задании на разработку аппаратуры АМТП и аппаратуры «АРМ-Технолог» в разделе «Вскрытие и испытание пластов», утвержденном ОАО «Газпром» (Приложение 7, 8).

Разработанный аппаратно-программный комплекс предназначен для решения следующих задач:

- информационное сопровождение технологии управляемого вскрытия и освоения скважин для интенсификации притока с целью достижения максимальной продуктивности;
- выбор оптимальных режимов вторичного вскрытия продуктивного пласта;
- выбор оптимальных режимов освоения скважин при интенсификации притока;
- регистрация и передача на поверхность термогидродинамических параметров процесса вторичного вскрытия;
- регистрация и передача на поверхность технологических, акустических и гидродинамических параметров процесса освоения скважин при кумулятивно-волновом воздействии.

На основе приведенных требований автором разработана и предложена функциональная схема аппаратно-программного комплекса (Рис.17.), который действует на основе регистрации и обработки термометрических, гидродинамических и акустических сигналов получаемых как от скважинных приборов, так и от наземной системы сбора информации, для совместной их обработки и комплексной интерпретации результатов.



*Рис. 17. Функциональная схема аппаратно – программного комплекса контроля и управления вскрытием продуктивных пластов и освоением скважин.*

Основным отличием АПК является программирование перед спуском скважинного прибора в диапазоне ожидаемых результатов, что позволяет ему в автоматическом режиме менять режимы регистрации в зависимости от текущих условий в скважине. В результате этого увеличивается динамический диапазон и повышается помехозащищенность каналов регистрации, что особенно важно для регистрации начального участка КВД.

Алгоритмическая взаимосвязь между отдельными блоками АПК, предназначенными для сбора информации, обработки полученной данных, для визуализации текущих процессов и контроля выполнения технологии в режиме реального времени представлена на рис. 18.

Впервые в практике заканчивания и освоения скважин автором совместно с д.т.н. Шакировым Р.А. [78, 79, 81-88] предложена технологическая схема вторичного вскрытия ПП и освоения скважин, позволяющая на основе измерений в реальном времени и разработанного программного обеспечения определять следующие характеристики вторичного вскрытия и освоения скважин:

- давление и температуру до подрыва перфоратора;
- давление и температуру в процессе подрыва перфоратора;
- фактическое гидростатическое давление в стволе скважины;
- кривые притока-поглощения;

- текущая продуктивность;
- забойное и пластовое давление;
- потенциальный дебит;
- коэффициент гидродинамического совершенства ПЗП;
- коэффициент пьезопроводности ПЗП;
- коэффициент проницаемости ПЗП;
- величина скин-эффекта;
- радиус дренирования.

Технические характеристики разработанного аппаратно-программного комплекса приведены в таблице 8 [78].

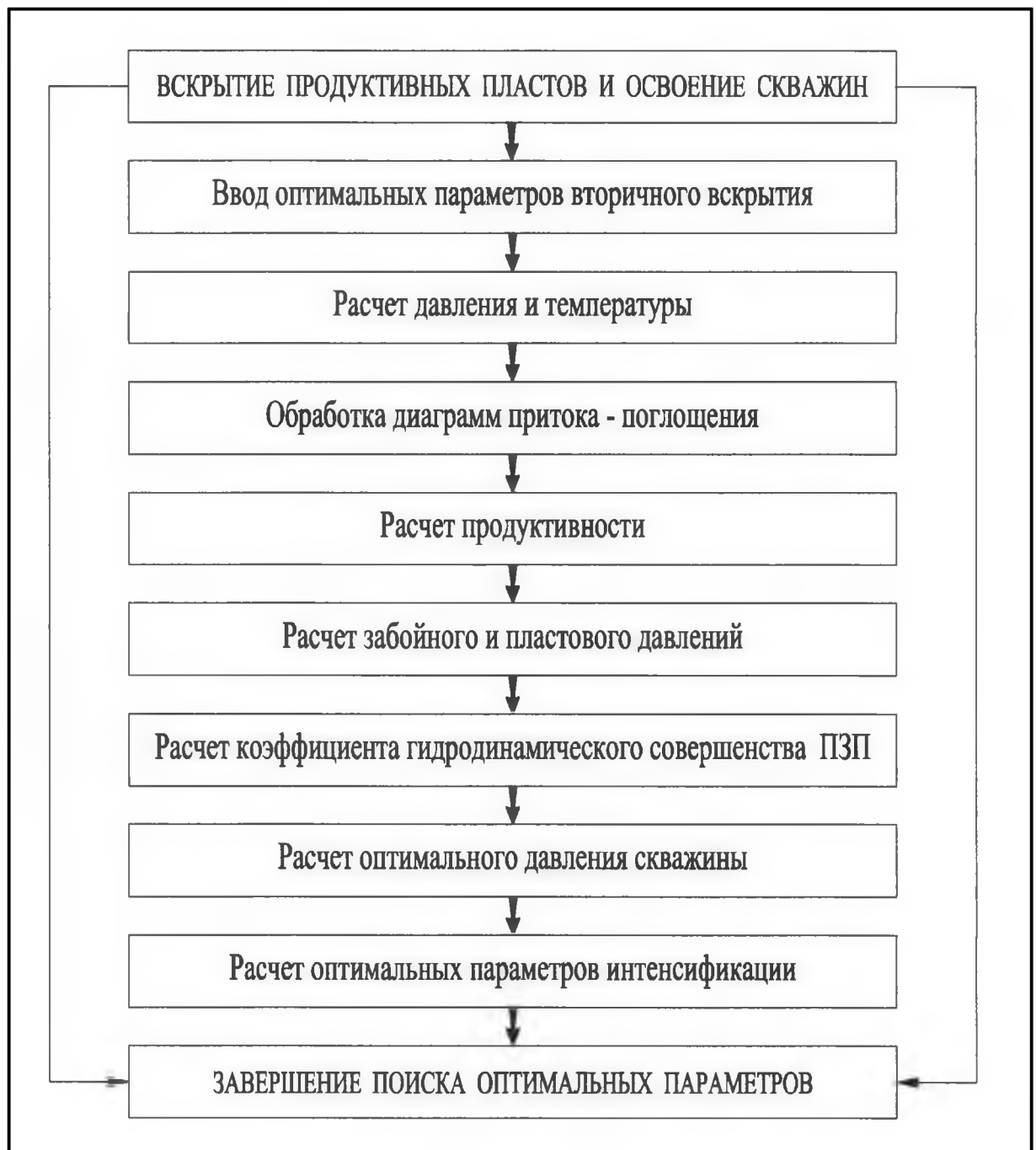
Таблица 8

*Основные технические характеристики комплекса  
контроля вторичного вскрытия ПП*

Количество измерительных каналов	3
Диапазон измерений статического давления, МПа	0 - 100
Диапазон измерений температуры, °С	40 - 125
Частота преобразований в режиме "КП", Гц	0,004 - 1
Частота преобразований в режиме "ВЗРЫВ", кГц	10 <sup>2</sup>
Длительность измерений в режиме "КП", час	4000
Длительность измерений в режиме "ВЗРЫВ", сек	5 - 60
Длительность измерений в режиме "СПУСК",	до превышения заданного порога
Разрядность АЦП, бит	24
Число двоичных разрядов выходного кода, бит	16
Объем памяти, Мбит	16
Ресурс автономного питания, мес.	не менее 6
Количество измерений в очаге взрыва без ремонта	не менее 20

Блок скважинных датчиков АПК для повышения достоверности регистрируемой информации проходил метрологическую аттестацию в Уральском метрологическом центре, что было подтверждено соответствующими сертификатами.

Информация, зарегистрированная аппаратно-программным комплексом, после интерпретации для решения управленческих задач, представляется в цифровом формате для передачи в информационный банк «Скважина», в котором заносится в базу данных БНД «Вскрытие пластов и освоение скважин» и соответствующим образом архивируется.



*Рис. 18. Блок-схема алгоритмического обеспечения в комплексе управления вскрытием продуктивных пластов и освоением скважин.*



### **3.2. Разработка программного обеспечения комплекса управления вскрытием продуктивных пластов и освоением скважин [58, 78, 80-88, 92-93].**

На основе предложенных алгоритмических требований и вскрытых необходимых информационных связей в комплексе (Рис. 18), автором в составе творческого коллектива ЗАО «НТФ ПерфоТех» разработано соответствующее программное обеспечение (ПО), которое позволяет решать задачи оперативного контроля вторичного вскрытия ПП и управления процессом освоения скважин. В режиме «On-Line» ПО обеспечивает:

- прием информационных сигналов от глубинных и наземных датчиков, включая опрос датчиков и формирование файлов данных циклограмм по глубине, времени и событию («СПУСК», «ВЗРЫВ» и др.);
- печать и визуализация данных перфорации и интенсификации притока на экранах мониторов;
- контроль глубины статического уровня столба жидкости в НКТ перед началом интенсификации притока;
- контроль динамических уровней жидкости в НКТ при притоке флюида и пласта;
- контроль параметров интенсификации притока (свабирования);
- контроль динамического давления при регистрации притока флюида из пласта;
- контроль динамического давления при регистрации притока по кривым восстановления уровня и восстановления пластового давления;
- контроль динамического изменения параметров поступающей из пласта многофазной смеси.

В режиме «Off-Line» разработанное ПО обеспечивает решение следующих задач:

- расчет коэффициента гидропроводности ПЗП;
- расчет коэффициента пьезопроводности ПЗП;
- расчет коэффициента проницаемости ПЗП;
- расчет скин-эффекта;
- расчет радиуса дренирования;
- расчет объемов скважинной жидкости при поступлении флюидов из пласта и откачка жидкости;
- расчет градиента температуры на стоп-кольце при поступлении флюида из пласта и откачке жидкости из скважины;
- расчет градиента давления по стволу скважины;

- расчет изменения коэффициента продуктивности при поступлении жидкости из пласта.

Пример формирования файлов для регистрации отдельных режимов в скважинных блоках АПК в зависимости от стоящей задачи: «Спуск», «Ожидание взрыва», «Взрыв» «КВД» представлен в таблице 9 [78].

Таблица 9

Режим регистрации	Скорость квантования сигнала	Длительность регистрации
Спуск	1 сек	до 100 час
Ожидание взрыва	1 сек	до 100 час
Взрыв	9,5 мсек.	до 144 мин.
КВД	1 - 255 сек.	Минимальная: 120 сут. Максимальная: до 1000 сут.

Пример контроля вторичного вскрытия продуктивного пласта на мониторе АПК приведен на рис. 19 [78].

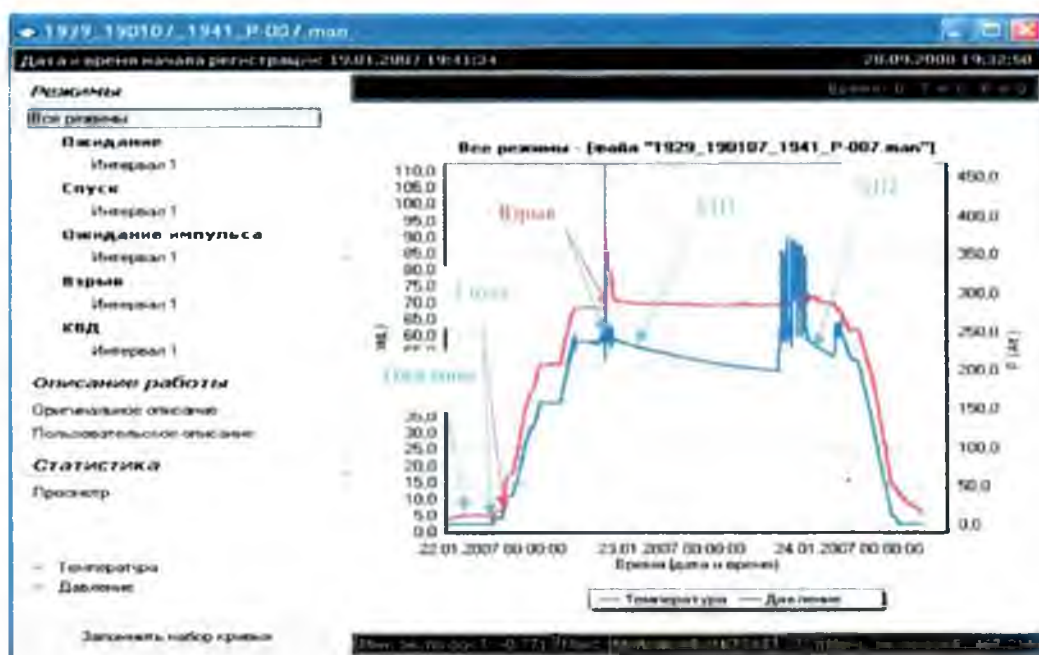


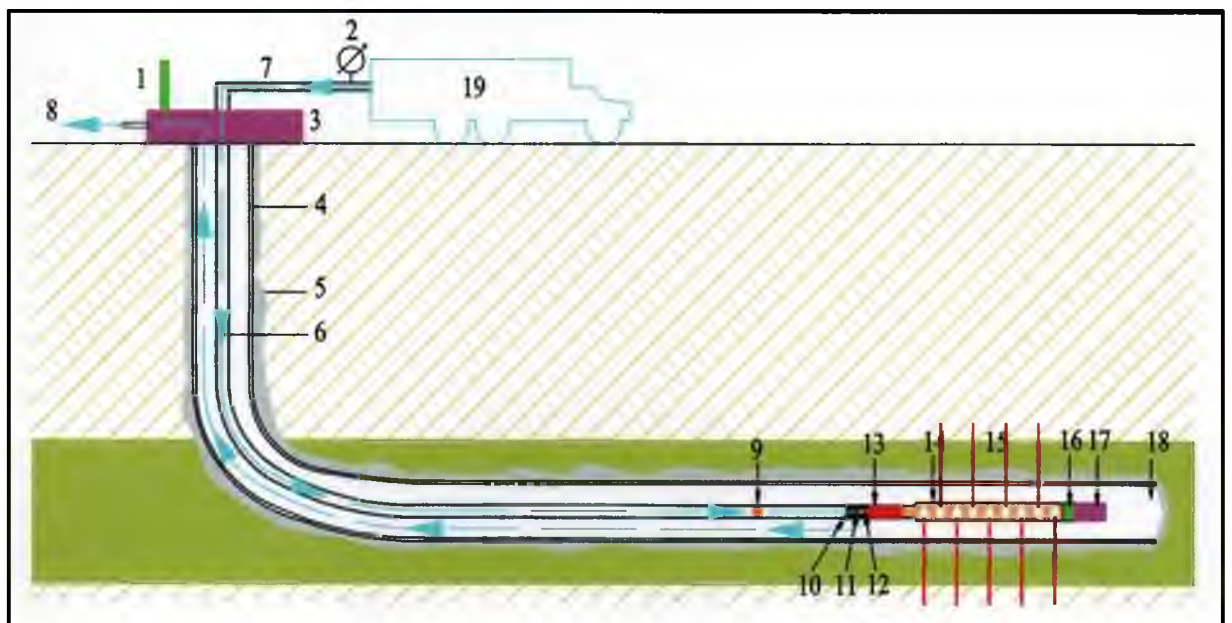
Рис. 19. Контроль вторичного вскрытия ПП в режиме «On – Line».



На базе приведенной функциональной схемы (рис.20) автором под руководством д.т.н. Шакирова Р.А. разработаны технологические схемы управления вскрытием ПП трубными перфорационными системами для различных геолого-технических условий. Ниже приведены различные технологические схемы и результаты опробования технологий на конкретных объектах при освоении скважин.

### Вторичное вскрытие ПП на репрессии перфораторами на НКТ.

Широко применяемый способ вторичного вскрытия вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин (Рис. 21.).



*Рис. 21. Технологическая схема освоения при вторичном вскрытии пластов на репрессии в горизонтальных скважинах [78],*

где:

- |   |  |
|---|--|
| 1. Индикатор срабатывания перфоратора «АНИС»; | 10. Посадочное седло;                    |
| 2. Манометр линии нагнетания;                 | 11. Циркуляционное окно;                 |
| 3. Обвязка устья скважины;                    | 12. Нажимной шток;                       |
| 4. Обсадная колонна;                          | 13. Взрывная головка нажимного действия; |
| 5. Цементный камень;                          | 14. Кумулятивный перфоратор;             |
| 6. Насосно-компрессорные трубы;               | 15. Перфорационные каналы;               |
| 7. Линия нагнетания жидкости;                 | 16. Переходник – амортизатор;            |
| 8. Линия сброса жидкости;                     | 17. Автономная аппаратура АМТП73;        |
| 9. Резиновый шар;                             | 18. Стоп – кольцо;                       |
|   | 19. Цементировочный агрегат ЦА – 320.    |

Преимущества данной технологии:

- простота в управлении;
- минимальное количество подземного оборудования, как для вертикальных, так и для горизонтальных скважин,

- не боится резких перегибов траектории скважины;
- не зависит от протяженности горизонтальных участков скважины.

Недостатки:

- ухудшение ФЕС ближней зоны пласта при вскрытии на воде и пониженном давлении ПП;
- необходимы дополнительные мероприятия для вызова притока;
- осложнения по контролю срабатывания перфоратора на фоне технологических шумов;
- осложнения при реперфорации скважин и негерметичности подземного оборудования.

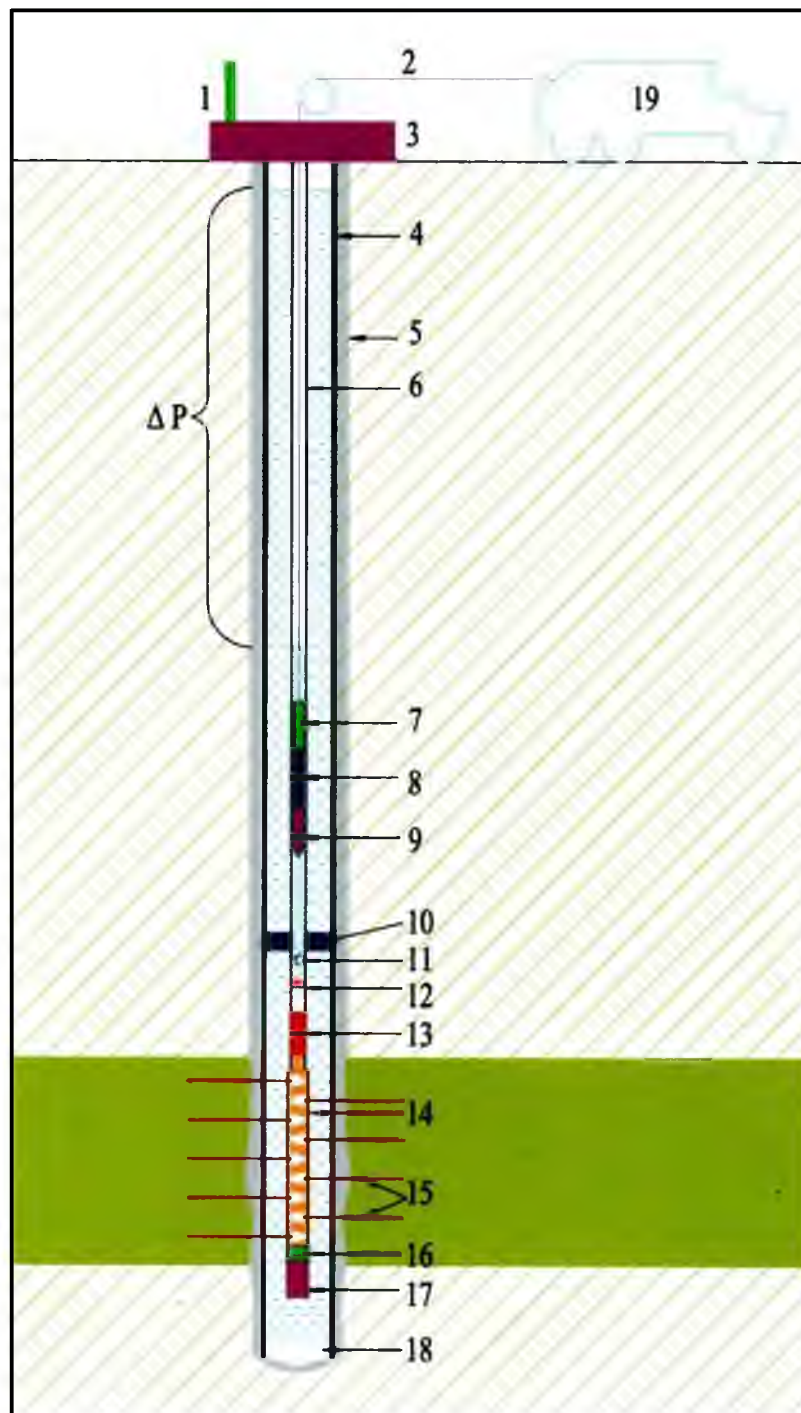
### **Вторичное вскрытие ПП на депрессии перфораторами на НКТ.**

Комплектация подземного оборудования для проведения работ по вторичному вскрытию ПП на депрессии зависят от траектории скважины, в которой ведутся работы.

А. Вертикальные и наклонно-направленные скважины.

В вертикальных и наклонно-направленных скважинах имеющих наклонный участок небольшой протяженности с углами наклона не более  $45^\circ$ - $50^\circ$  инициирование перфоратора производится взрывной головкой (ИГ1, ИГ2 и др.) ударного действия, проводимого ударом штанги находящейся в свободном полете или опускаемой на каротажном кабеле.

При комплектации штанги блоком регистрации давления и температуры работающим в автономном режиме (ШИП-А) или на кабеле (ШИП-К) появляется возможность контроля срабатывания перфоратора и регистрации термогидродинамических данных до подъема перфоратора из скважины и управления вскрытием ПП и вызовом притока. Для дублирования информационных данных внизу перфоратора через амортизационный переходник устанавливается автономный блок АМТП73, информация с которого может быть считана только после подъема перфоратора.



**Рис. 22. Технологическая схема освоения при вторичном вскрытии пластов на депрессии в вертикальных и наклонно-направленных скважинах [78],**

где:

- |   |   |
|---|---|
| 1. Индикатор срабатывания перфоратора «АНИС»; | 10. Межколонный пакер;                  |
| 2. Каротажный кабель;                         | 11. Циркуляционное окно;                |
| 3. Обвязка устья скважины;                    | 12. Разрушаемая керамическая мембрана;  |
| 4. Обсадная колонна;                          | 13. Взрывная головка ударного действия; |
| 5. Цементный камень;                          | 14. Кумулятивный перфоратор;            |
| 6. Насосно-компрессорные трубы;               | 15. Перфорационные каналы;              |
| 7. Дистанционный ШИП-К;                       | 16. Переходник – амортизатор;           |
| 8. Автономный ШИП-А;                          | 17. Автономная аппаратура АМТП73;       |
| 9. Штанга;                                    | 18. Стоп – кольцо;                      |
|   | 19. Геофизическая станция.              |

Депрессия при вскрытии продуктивного пласта определяется гидродинамическим уровнем жидкости  $\Delta P$  в момент инициирования перфоратора и может достигаться тремя способами:

- спуском пустых труб НКТ;
- снижением уровня жидкости в НКТ методом компрессирования;
- методом свабирования.

При создании глубокой депрессии при вторичном вскрытии ПП для сохранения крепи скважины и работоспособности подземного оборудования дополнительно устанавливаются заколонный пакер, циркуляционные окна и разрушаемые керамические мембраны и т.д.

### **Б. Скважины с небольшой протяженностью горизонтального ствола.**

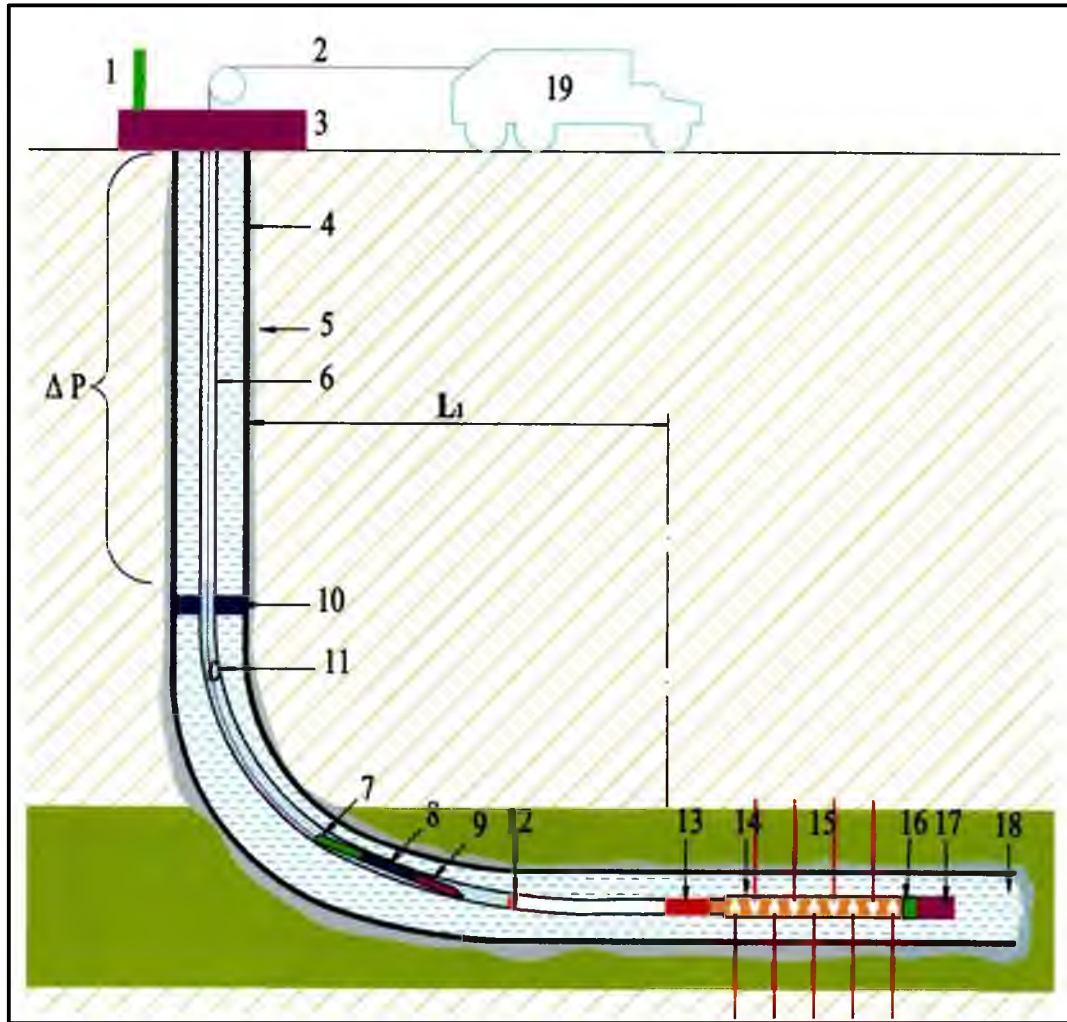
Технологическая схема освоения для скважин с небольшой протяженностью горизонтального ствола (200 – 250м) показана на рис. 23.

Необходимо отметить, что в рассматриваемых технологиях вторичного вскрытия для инициирования перфоратора необходимо обеспечить надежный контакт штанги или шара с взрывной головкой, и когда реализовать этот контакт за счет гравитационных сил невозможно, то решением проблемы является доставка ударной штанги через НКТ на жестком геофизическом кабеле [26-27, 78] или колтюбинге небольшого диаметра.

Наряду с принципиальным решением вопроса инициирования перфоратора в горизонтальных скважинах, появились ограничения технологии зависящие:

- от траектории скважины и протяженности горизонтального участка  $L_1$  и соотношения диаметров НКТ и средств доставки штанги;
- задержки по времени получения термогидродинамической информации из скважины при работах с применением колтюбинга;
- удорожания работ из-за необходимости вертолетной доставки на скважину геофизического подъемника с жестким кабелем или установки с колтюбингом в условиях бездорожья.

Следует отметить, что при вторичном вскрытии горизонтальных скважин необходимо комплектовать перфоратор центраторами для улучшения качества вскрытия, что иногда приводит к остановкам при спуске перфоратора в недостаточно подготовленных для работ обсадных колоннах.



*Рис. 23. Технологическая схема освоения при вторичном вскрытии пластов на депрессии в горизонтальных скважинах [26, 78],*

где:

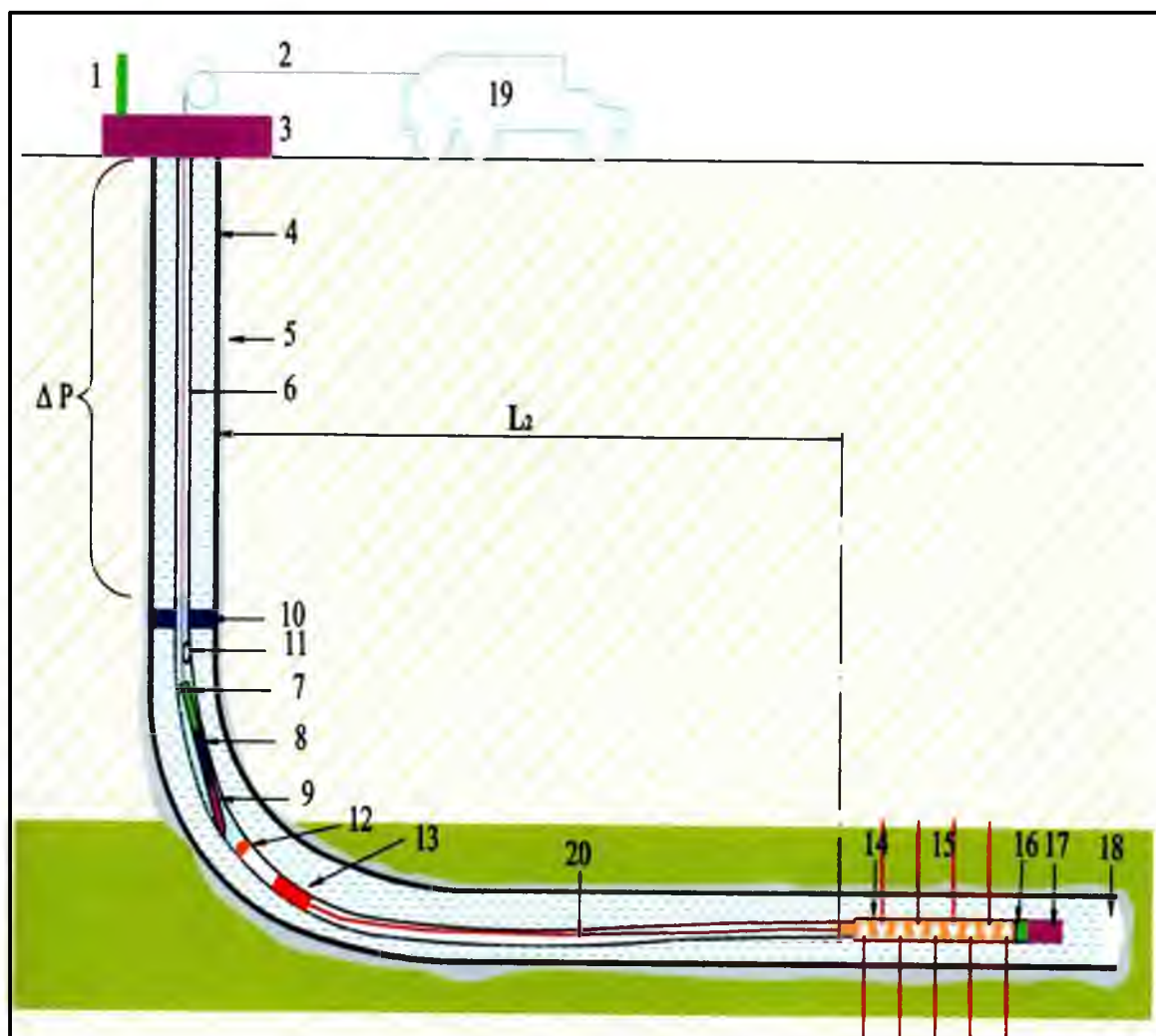
- |   |   |
|---|---|
| 1. Индикатор срабатывания перфоратора «АНИС»; | 10. Межколонный пакер;                                  |
| 2. Каротажный жесткий кабель или колтюбинг;   | 11. Циркуляционное окно;                                |
| 3. Обвязка устья скважины;                    | 12. Разрушаемая керамическая мембрана;                  |
| 4. Обсадная колонна;                          | 13. Взрывная головка ударного действия;                 |
| 5. Цементный камень;                          | 14. Кумулятивный перфоратор;                            |
| 6. Насосно-компрессорные трубы;               | 15. Перфорационные каналы;                              |
| 7. Дистанционный ШИП-К;                       | 16. Переходник – амортизатор;                           |
| 8. Автономный ШИП-А;                          | 17. Автономная аппаратура АМТП73;                       |
| 9. Штанга;                                    | 18. Стоп – кольцо;                                      |
|   | 19. Геофизическая станция или установка для колтюбинга. |

### **В. Скважины с протяженным участком горизонтального ствола.**

Для устранения недостатков, присущих технологической схеме Б (Рис.23.) предложена и испытана схема, в которой взрывная головка устанавливается в интервале с углом наклона не более  $45^{\circ}$ -  $50^{\circ}$  для инициирования как в наклонно-направленных скважинах, которая соединяется с перфоратором



взрывной линией из детонирующего шнура смонтированного в НКТ или, для ускорения работ, в специальных модулях. Применение этого варианта работ позволило отказаться от дорогостоящей доставки на скважину установки с жестким кабелем или колтюбингом и увеличить расстояние от вертикального ствола  $L_2$  (независимо от траектории скважины) до 500 метров.



**Рис. 24. Технологическая схема освоения скважины при вторичном вскрытии пластов на депрессии в горизонтальных скважинах с разнесенной системой инициирования [78],**

где:

- |   |  |
|---|--|
| 1. Индикатор срабатывания перфоратора «АНИС»; | 11. Циркуляционное окно;                   |
| 2. Каротажный кабель;                         | 12. Разрушаемая керамическая мембрана;     |
| 3. Обвязка устья скважины;                    | 13. Взрывная головка ударного действия ИГ; |
| 4. Обсадная колонна;                          | 14. Кумулятивный перфоратор;               |
| 5. Цементный камень;                          | 15. Перфорационные каналы;                 |
| 6. Насосно-компрессорные трубы;               | 16. Переходник – амортизатор;              |
| 7. Дистанционный ШИП-К;                       | 17. Автономная аппаратура АМТП73;          |
| 8. Автономный ШИП-А;                          | 18. Стоп – кольцо;                         |
| 9. Штанга;                                    | 19. Геофизическая станция;                 |
| 10. Межколонный пакер;                        | 20. Детонирующий шнур в модулях или НКТ.   |

## **Г. Горизонтальные скважины и разветвленно-горизонтальные скважины большей протяженности.**

С увеличением протяженности горизонтальной части скважин и проектированием разветвленно - горизонтальных скважин большей протяженности на новых месторождениях, находящихся в шельфовой зоне северных морей, резко повысились требования к надежности работы перфораторов. Для вскрытия за один рейс протяженных интервалов (1000 – 2000м) и необходимости селективной работы секций перфоратора, разрабатываются все новые способы инициирования ПВА и, на основании этих достижений, предлагаются более совершенные технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов.

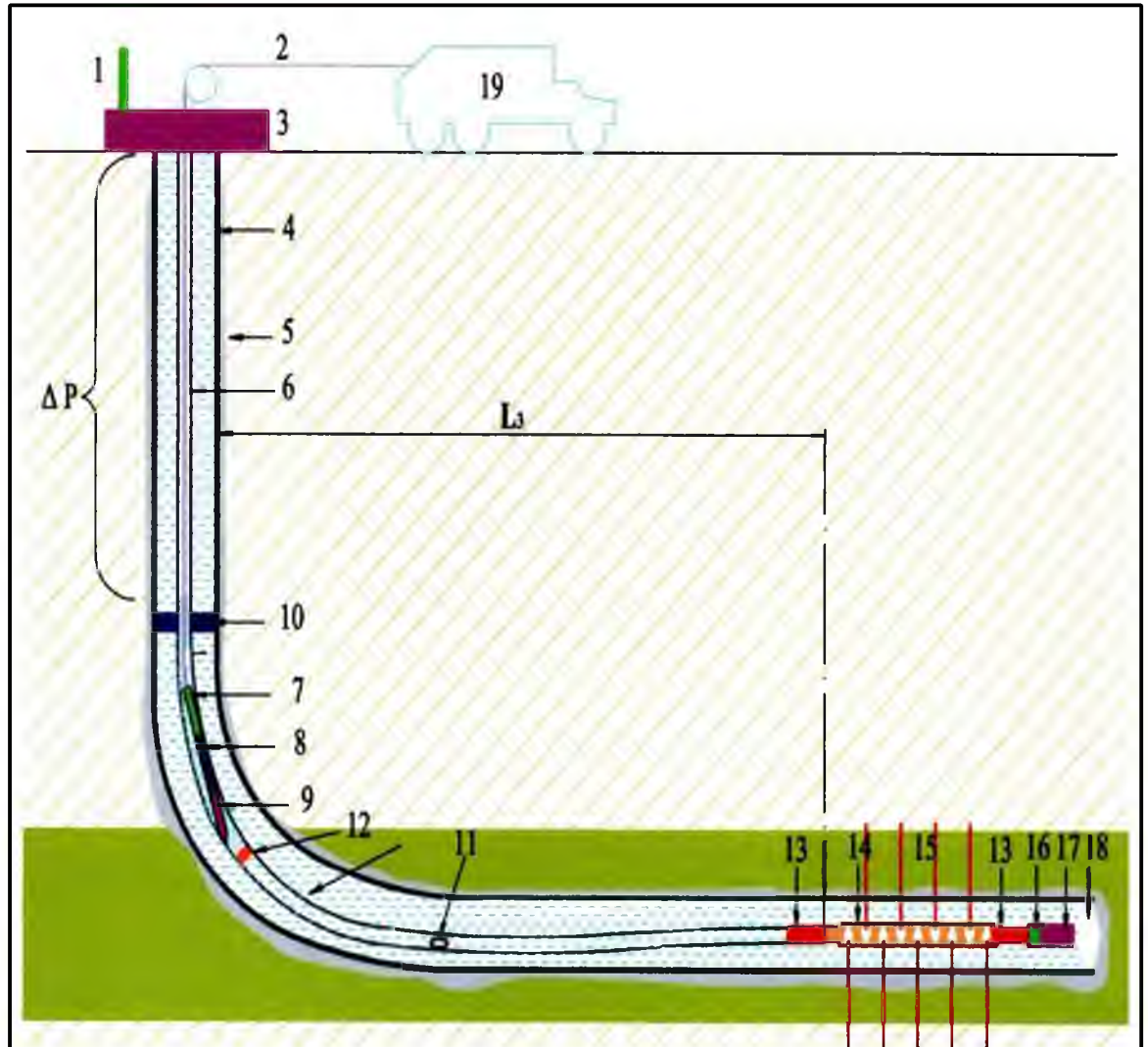
Одним из основных методов управления срабатыванием перфоратора является создание в скважине импульса давления определенной величины и длительности. В этом случае отпадает необходимость в контакте с взрывной головкой ИГ, и она может располагаться как в верхней части, так и в нижней части перфоратора (Рис. 25.).

*При повышении давления* в скважине на 150-200 атм. заряжается гидравлический аккумулятор системы инициирования перфоратора, который при снятии давления разряжается через капилляр в течение известного временного интервала (4-5 час.) за которым следует взрыв.

Недостатки: практически невозможно остановить взрыв при неготовности или аварийной ситуации на скважине после подачи импульса давления.

*Отрицательный (депрессионный) импульс.* Перфоратор устанавливается в проектном интервале вскрытия и после раскрытия пакера 10 гидродинамическая связь внутренней полости НКТ с подпакерным пространством через циркуляционное окно 11 до разрушения керамической мембраны 12 отсутствует. Снижается уровень жидкости в НКТ и ударом штанги разбивается мембрана. Давление жидкости вокруг перфоратора резко падает (Рис. 35. - зона первой имплозивной разгрузки), в скважине создается депрессия, которая запускает систему инициирования перфоратора.

Недостатки: необходимы надежность пакеровки и герметичность НКТ.



*Рис. 25. Технологическая схема освоения при вторичном вскрытии пластов на депрессии в горизонтальных скважинах [78],*

где:

- |   |  |
|---|--|
| 1. Индикатор срабатывания перфоратора «АНИС»; | 11. Циркуляционное окно;                   |
| 2. Каротажный кабель;                         | 12. Разрушаемая керамическая мембрана;     |
| 3. Обвязка устья скважины;                    | 13. Взрывная головка ударного действия ИГ; |
| 4. Обсадная колонна;                          | 14. Кумулятивный перфоратор;               |
| 5. Цементный камень;                          | 15. Перфорационные каналы;                 |
| 6. Насосно-компрессорные трубы;               | 16. Переходник – амортизатор;              |
| 7. Дистанционный ШИП-К;                       | 17. Автономная аппаратура АМТП73;          |
| 8. Автономный ШИП-А;                          | 18. Стоп – кольцо;                         |
| 9. Штанга;                                    | 19. Геофизическая станция.                 |
| 10. Межколонный пакер;                        |  |

Таким образом, разработанные технологические схемы освоения скважин позволяют осуществить оперативное управление вторичным вскрытием продуктивных пластов и интенсификацией притока за счет одновременного измерения тепловых и гидродинамических полей в реальном времени, что позволяет по новому подойти к решению задач оптимизации разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами углеводородного сырья.

### 3.4. Экспериментальные работы по управлению технологиями вторичного вскрытия ПП и освоения скважин [31, 38, 57, 85-87].

Экспериментальные исследования технологии управляемого вскрытия проведены автором в составе творческого коллектива ЗАО «НТФ ПерфоТех» на основе применения разработанного аппаратно-программного комплекса (АПК) основанного на измерениях тепловых и гидродинамических полей [26, 78, 81] на нескольких скважинах.

Интересные результаты получены при вторичном вскрытии горизонтального участка скважины 594/433 Яун-Лорского месторождения. Работы были проведены по технологической схеме, представленной на рис. 24.

На рис. 26 представлены результаты управляемого вскрытия ПП БС10, основанного на регистрации теплового и гидродинамического полей.

Вскрытие пласта БС10 осуществлялось модульным перфоратором ПКТ73/10 отв/м в интервале 2428 – 2528 м. Иницирующая головка установлена в интервале, угол наклона которого не превышал  $45^\circ$ , для возможности инициирования перфоратора штангой ШИП-К и получения информации по геофизическому кабелю в реальном времени. Такой интервал был выбран по данным траектории скважины на глубине 2330 м на расстоянии 98 метров от верхней границы интервала вскрытия. Детонационный импульс от иницирующей головки до перфоратора передавался по модулям с детонирующим шнуром (ДШ).

Для управления освоением скважины с помощью АПК часть измерительных модулей была установлена на штанге ШИП, другая под перфоратором.

Вторичное вскрытие проектировалось на депрессии и на момент срабатывания перфоратора составляло 175 атм.

После перфорации в скважине (по информации от ШИПа - а на рис.26) зафиксировано поглощение технологической жидкости. **Принято решение:** постоять на забое в течение 8-10 часов для определения пластового давления.

После обработки кривой поглощения были определены:

- пластовое давление  $R_{пл} = 160$  атм.;
- коэффициент приемистости  $K_{пр} = 0,17$  м<sup>3</sup>/сут/атм.

**Принято решение:** при подъеме перфоратора первые 12-15 свеч НКТ поднимать с минимально возможной постоянной скоростью.

Дополнительная информация была зарегистрирована автономным прибором АМТП73 закрепленным под перфоратором. По данным полученным при прохождении прибора вскрытого интервала и анализу характера аномалии теплового поля было определено, что проницаемой является только верхняя (ближняя к вертикальному стволу) 20 метровая часть 100 метрового интервала

вскрытия (б рис.26). Нижняя 80 метровая часть интервала, вскрытая с такой же плотностью, как и верхняя, наличия гидродинамической связи в системе «скважина-пласт» не показала.

Проницаемый интервал был привязан к разрезу скважины по данным манометрии, на которой остановки в подъеме перфоратора для раскручивания трубок НКТ отмечались короткими импульсами, значительно превосходящими уровень помех.

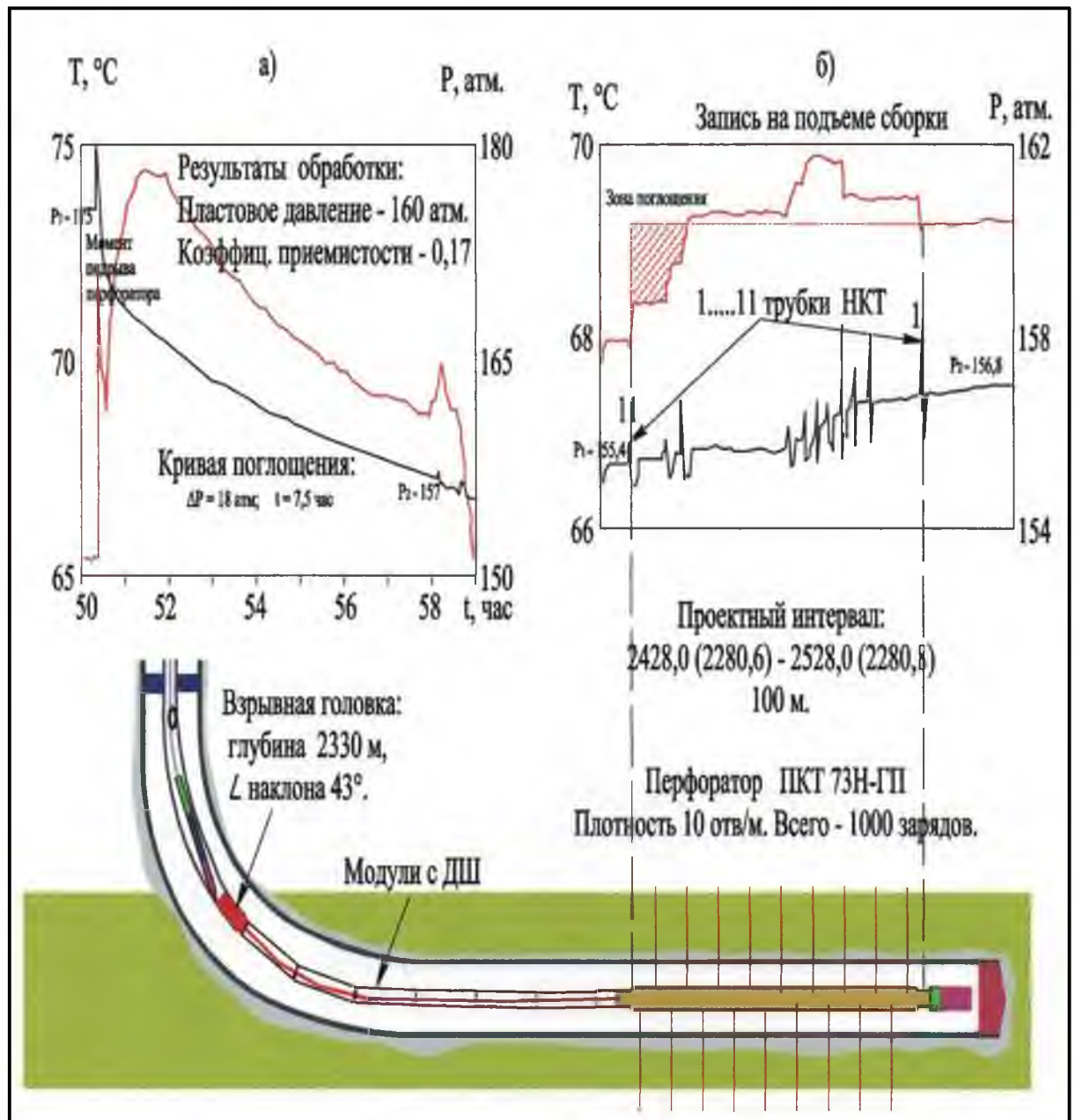


Рис. 26. Результаты контроля и управления вскрытием пласта БС 10 в горизонтальной скважине 594/433 Яун-Лорского месторождения перфоратором с выносной головкой [58].

## **Выводы**

- Разработанный аппаратно-программный комплекс позволяет в режиме реального времени осуществлять контроль вторичного вскрытия продуктивных пластов и управление освоением скважины.
- Разработаны требования к созданию оптимизированной технологии вскрытия продуктивных пластов, что позволяет проводить управление волновым воздействием при интенсификации притока.
- Разработанные автором технологические схемы заканчивания скважины основаны на измерении динамики трансформации манометрических, тепловых и акустических полей в скважине, позволяющих при регистрации их в реальном времени построить оперативную систему «воздействие – изменение информационного поля в скважине – анализ эффективности воздействия».
- Разработанное информационное обеспечение аппаратно – программного комплекса позволяет оперативно получать информацию о 25 основных параметрах процесса вторичного вскрытия и освоения скважины, в результате чего могут приниматься управленческие решения по оптимизации технологии освоения скважины непосредственно на скважине.
- Разработанная технология оперативного управления вторичным вскрытием ПП на основе комплексной регистрации волновых полей в реальном времени позволяет обеспечить эффективное заканчивание горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин большей протяженности, что является особенно актуальным при разработке и доработке месторождений УВС с трудноизвлекаемыми запасами.
- Результаты экспериментальных исследований разработанной технологии использованы при создании информационного и программного обеспечения подсистемы «Вскрытие пласта и освоение скважин» в комплексе «АРМ – Технолог» (приложение 3 к диссертации).

## ГЛАВА IV

### **Опытно – промышленное применение и внедрение технологии кумулятивно – волнового воздействия при вскрытии продуктивных пластов и освоении скважин.**

#### **4.1. Результаты оценки состояния призабойной зоны пласта по данным термогидродинамических исследований.**

Основной объем (~ 65%) вскрытия продуктивных нефтегазовых пластов перфорацией производится при репрессии, т.е. в условиях избыточного давления столба промывочной жидкости на пласт для исключения опасности открытого фонтанирования скважины.

Методика и технология вскрытия пластов при репрессии позволяет вести эти работы без герметизации устья скважины, производить спуск перфораторов большого диаметра (73-114 мм) непосредственно в обсадную колонну, чем обеспечивается высокая производительность работ геофизических отрядов и партий. Методика и технология вскрытия пластов на репрессии, в основном, обеспечивает гидродинамическую связь скважины с продуктивным пластом, но при этом качество вскрытия продуктивных пластов бывает неудовлетворительным. Снижение происходит за счет образования вокруг перфорационного канала загрязненной зоны с пониженной проницаемостью и закупоривания самого канала раздробленными частицами породы и твердой фракцией промывочной жидкости. Поскольку величина репрессии может достигать нескольких десятков МПа, а время нахождения скважины в этих условиях несколько суток, то снижение проницаемости прискважинной зоны пласта весьма существенно. При этом коэффициент гидродинамического совершенства скважины  $K_c$  в зависимости от петрофизической характеристики пласта колеблется в широком диапазоне от 0,1 до 1 при средней величине  $K_c = 0,5 - 0,7$ .

Вредные последствия действия избыточного давления промывочной жидкости на пласт после перфорации в меньшей степени проявляются на месторождениях углеводородов с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД) и в высокопроницаемых коллекторах.

В низкопроницаемых коллекторах и особенно на месторождениях с пониженным пластовым давлением (АНПД), где невозможны большие депрессии на пласт при освоении, получают недостаточные дебиты скважин. В ряде случаев, например, в глубоких скважинах и в пластах с низкими ФЕС, при неблагоприятных промывочных жидкостях, вообще не получают сообщения с пластом.

Негативное воздействие на пласт промывочной жидкости в условиях репрессии можно уменьшить применением специальных перфорационных жидкостей с высокой объемной плотностью на основе углеродов и не содержащих твердой фазы. Радикальными средствами по увеличению продуктивности и приемистости скважин являются также различные методы интенсификации (гидроразрывы пластов, кислотные обработки, торпедирование, термогазохимическая обработка с применением пороховых генераторов давления) часто в сочетании с перфорацией. Однако эти методы сложны и имеют высокую стоимость.

Анализ существующих технологий вторичного вскрытия пластов показывает, что наиболее перспективным в смысле сохранения коллекторских свойств призабойной зоны пласта является перфорация под депрессией. Это связано с тем, что для большинства нефтяных месторождений РФ разрабатываемые объекты весьма чувствительны к нарушениям ФЕС пласта, к которым приводит традиционная технология.

Показано, что наиболее перспективна технологией управляемого вторичного вскрытия ПП в плане сохранения коллекторских свойств призабойной зоны пласта является перфорация под депрессией, которая может быть реализована на основе двух технологических схем:

- вскрытие пластов перфораторами типа ПКТ, доставляемыми на насосно-компрессорных трубах (НКТ);
- вскрытие пластов доставляемыми на кабеле через НКТ корпусными и бескорпусными перфораторами.

Последняя технология требует оборудования устья скважины специальным герметизирующим устройством (лубрикатором), использования высококачественного геофизического кабеля и малогабаритных перфораторов. Технология вскрытия пластов кумулятивными перфораторами, опускаемыми на НКТ, обеспечивает более высокое качество вскрытия пластов за счет использования мощных зарядов и не засоряет интервал перфорации осколками, более проста и не требует применения лубрикатора, сохраняет крепь скважины и, при необходимости, может обеспечить более высокую депрессию на пласт.

Дополнительные возможности получила технология вскрытия пластов малогабаритными перфораторами, применяемыми для перфорации пластов в разрезах вторых стволов скважин старого фонда, которые доставляются в интервал вскрытия на НКТ или через НКТ на кабеле. В этих «реанимированных» скважинах, наряду с высокой экономической эффективностью, отмечается и более высокий дебит флюида.

Дальнейшее совершенствование методики и технологии вскрытия пластов на депрессии намечается в направлении комплексирования перфорации с



методами интенсификации притоков. Например, на некоторых месторождениях Западной Сибири есть необходимость проведения перфорации в средах соляной, ортофосфорной, плавиковой и других кислот.

Следует отметить успешный опыт совместной работы ЗАО «ПерфоТех» с ООО «Сервис-Нафта» в 1998-2001 гг. по реперфорации скважин в Самарском Поволжье. Работы проводили в кислотно-щелочных ваннах, предназначенных для разглинизации коллекторов. После перфорации и разглинизации вскрытого интервала следовала операция по вызову притока, что приводило к многократному (до 15 раз!) увеличению дебитов скважин без ввода дополнительных объектов эксплуатации.

Установлено, что наибольшую эффективность методика вскрытия пластов на депрессии обеспечивает при создании первоначальной более высокой величины депрессии на пласт в момент перфорации, чем это необходимо для условий эксплуатации. При этом хорошая очистка перфорационных каналов в нефтяных пластах с высокой проницаемостью достигается при депрессии порядка 1,5-4 МПа, при низкой проницаемости – 7-15 МПа. Для газовых пластов величина депрессии должна быть увеличена примерно в два раза.

В последние годы на месторождениях России стала широко применяться технология вскрытия пластов на депрессии малогабаритными перфораторами. Они доставляются на НКТ в боковые стволы скважин старого фонда при бурении дополнительных боковых стволов. В этих «реанимированных» скважинах, наряду с высокой экономической эффективностью, отмечается и более высокий дебит.

Для этих работ ЗАО «НТФ ПерфоТех» разработал, провел испытания и серийно выпускает корпусные перфораторы в габарите 50 – 63 мм с двумя типами зарядов: «глубокого проникновения» и «большое отверстие».

В настоящее время успешно прошли приемочные испытания и серийно выпускаются малогабаритные кумулятивные перфораторы высокой пробивной способности с извлекаемым сегментным каркасом ПРК42С и ПРК54С.

Тенденции дальнейшего развития малогабаритных перфораторов для спуска через НКТ неизбежно приводят к увеличению номенклатуры количества типоразмеров перфораторов, что объясняется необходимостью удовлетворения большому количеству потребительских свойств, которое невозможно обеспечить в одной или двух универсальных конструкциях.

Перспективной является разрабатываемая в этом Контракте технология вскрытия пластов перфорацией на депрессии с использованием струйных насосов. Насос позволяет создавать депрессию под пакером только в интервале перфорации и повторять эту операцию многократно.

Дальнейшее совершенствование методики и технологии вскрытия пластов на депрессии намечается в направлении комплексирования перфорации с

методами интенсификации притоков. Например, на некоторых месторождениях Западной Сибири есть необходимость проведения перфорации в средах соляной, ортофосфорной, плавиковой и других кислот. Возможно разработка аппаратуры, обеспечивающий одновременный прострел и применение интенсификации притоков с помощью пороховых генераторов давления в условиях давления на пласт.

Технология вскрытия пластов перфораторами, спускаемыми на НКТ, будет усложняться за счет спуска одновременно на трубах или предварительно на кабеле межтрубных пакеров и внутрискважинного оборудования или спуска на НКТ одновременно перфоратора, пакера и испытательного устройства. Такая технология заканчивания скважин особенно необходима для нефтяных и газовых скважин разведочного и эксплуатационного назначения с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа, например, для Астраханского месторождения.

Можно рекомендовать следующие разновидности технологии вторичного вскрытия при депрессии на пласт с герметизированным устьем:

- вскрытие пластов перфораторами, спускаемыми на кабеле через НКТ;
- вскрытие пластов перфораторами, спускаемыми на НКТ;
- вскрытие пластов перфораторами, спускаемыми на НКТ совместно с пакером в эксплуатационных скважинах;
- вскрытие пластов перфораторами, спускаемыми на НКТ совместно с пакером - отсекателем в эксплуатационных скважинах;
- вскрытие пластов перфораторами, спускаемыми на НКТ совместно с пакером и испытательным устройством в разведочных скважинах;
- вскрытие пластов перфораторами в условиях создания многократной (циклической) депрессии с помощью струйных насосов.

Рассмотрим влияние на потенциальный дебит скважины условий первичного и вторичного вскрытия пластов, и варианты ухудшения ФЕС прискважинной зоны в зависимости от технологий вскрытия.

На рис. 27 показана зависимость снижения производительности скважины от снижения начальной проницаемости ПЗП и радиуса зоны с ухудшенной проницаемостью [11, 14, 21, 22, 25, 26, 74]. При формировании в пласте зоны радиусом 25 см и снижении в ней проницаемости до 0,2 от своего первоначального значения, производительность скважины понижается до 0,6 от своей потенциальной величины, а при дальнейшем ухудшении проницаемости дебит уменьшается вплоть до прекращения добычи.

В таблице 10 приведены данные о влиянии условий вторичного вскрытия на дебит скважины. Для примера рассматривается случай, когда при бурении

сохранены коллекторские свойства пласта. ФЕС пласта позволяет при вскрытии интервала плотностью 12 отв./м перфорационными каналами глубиной 20 см получить максимальный дебит в 110 т/сут.

Анализ опубликованных материалов и результатов ГИС-сопровождения ПВР позволяет выделить наличие четкой зависимости дебита скважины от условий вторичного вскрытия:

- дебит скважины, перфорированной на депрессии, всегда выше, чем дебит скважины вскрытой на репрессии (при прочих равных условиях);
- отмечается превосходство мелкодисперсных (фильтрованных) растворов для перфорации пласта, при условии вызова притока сразу после перфорации;
- дебиты скважин, в которых вторичное вскрытие и освоение выполнены как единая технологическая операция, всегда выше, чем в скважинах, где они разнесены во времени (при прочих равных условиях);
- конструктивные характеристики большинства перфосистем достаточны для создания системы эффективного дренирования ПЗП.

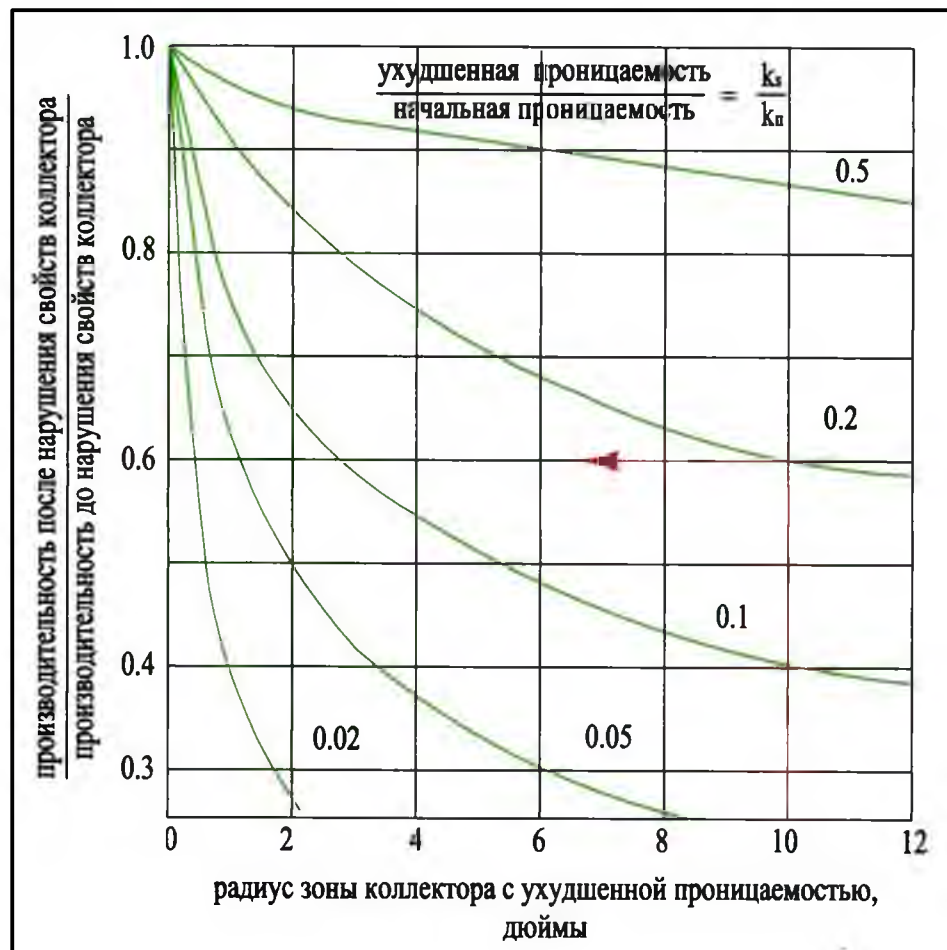


Рис. 27. Снижение производительности скважин в зависимости от радиуса зоны с ухудшенными коллекторскими свойствами и степени снижения проницаемости (По материалам «Azidizing Fundamentals»).

*Влияние условий перфорации на дебит скважины*

Условия перфорации		Жидкость перфорации		
Жидкость перфорации	Перепад давления	т/сут	в % от потенциального	Потери дебита в %
Глинистый раствор с твердыми включениями	Репрессия	20	18	82
Не фильтрованный солевой раствор	Репрессия	42	38	62
Фильтрованный солевой раствор	Репрессия	72	65	35
Фильтрованный солевой раствор	Депрессия	88	80	20
Фильтрованная жидкость (не нарушающая свойств коллектора)	Депрессия	101	92	8
Идеальный случай	Депрессия	110	100	0

*(ФЕС пласта сохранены в процессе первичного вскрытия, плотность перфорации 12 отв./м при ее глубине 20 см).*

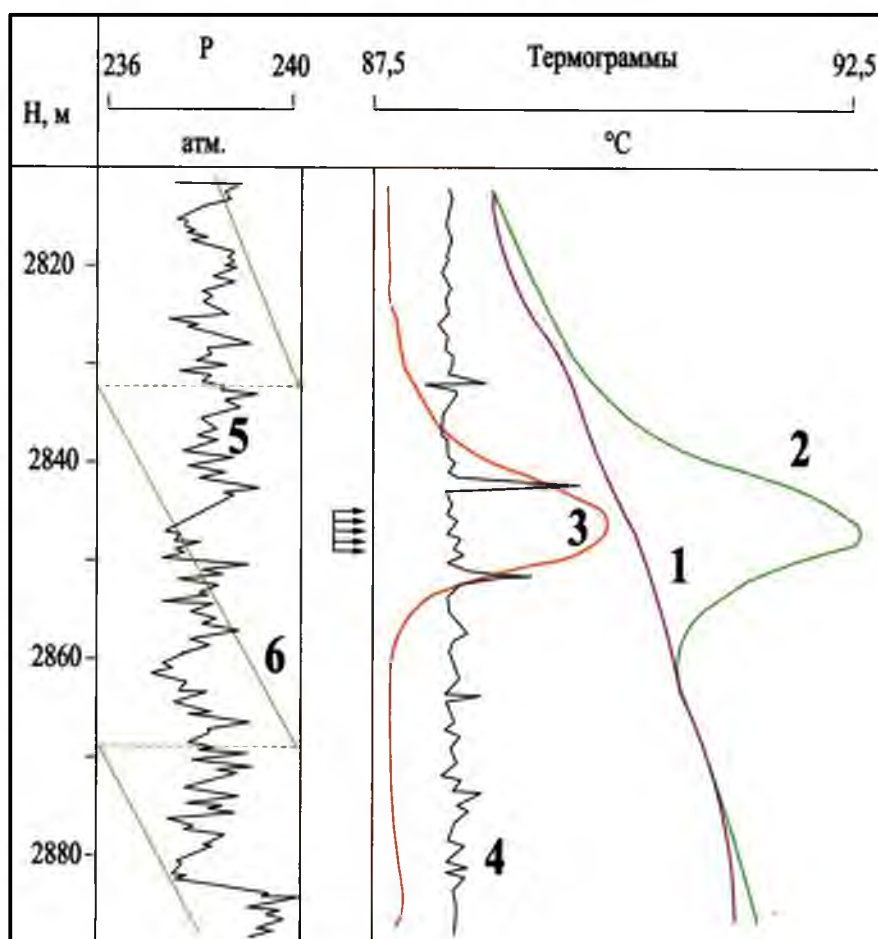
Рассмотренные материалы показывают эффективность технологии вторичного вскрытия пластов под депрессией, и такой способ вскрытия может быть рекомендован как основной. Одновременно, для оценки реальной ситуации в скважине, необходим контроль за качеством вскрытия пластов, который как у нас в стране, так и за рубежом практически отсутствует. Анализ результатов исследований, приведенных в данной работе, позволяет утверждать, что применение термометрии в комплексе с Пк помогает четко выделять границы интервала перфорации и осуществлять диагностику состояния пластов и затрубного пространства скважины в целом.

Попытки нефтяных компаний (ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Роснефть») организовать «частичный» супервайзерский контроль ПВР в скважинах не имел успеха. При отсутствии системной методологической базы, серийной аппаратуры и главное, нормативов по задалживанию скважины для исследований и регламентов по оценке технического состояния скважины, могут быть решены только отдельные пункты этой сложной задачи.

Замеры термометром с целью определения интервалов перфорации в скважине проведены в различных нефтедобывающих регионах. Эти исследования показали, что эффективность термометрии при решении рассматриваемой задачи определяется термогидродинамическими условиями в скважине и пласте [79-81].

На рис. 28 приведены результаты геофизических исследований комплексной аппаратурой АПГ-1 в скв. 4406 Сарымо-Рускинской площади.

К перфорации определен один интервал: 2848.2 – 2843.4 м. На замере локатором муфт аномалий, указывающих на перфорированный интервал эксплуатационной колонны, нет. Характер термограммы соответствует типовой в отсутствие движения жидкости. Приток жидкости из перфорированного пласта действительно не отмечается. На это указывает то, что уровень жидкости до и после перфорации находится (по замерам манометром) на одной и той же глубине. Поэтому определение интервала перфорации в скважине в данном случае можно осуществить по замерам термометром.



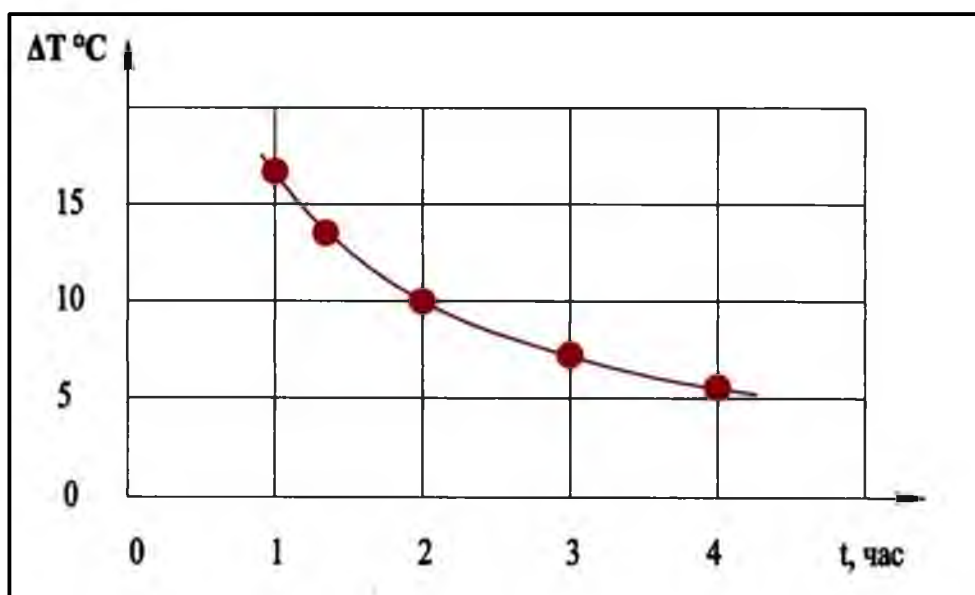
**Рис. 28. Контроль перфорации в скважине 4406.**  
**Термограммы: 1 - до, 2 - после перфорации, 3 - разностная,**  
**4 - ЛМ, 5 - ГК, 6 - барограмма.**

На замере термометром, проведенном после вторичного вскрытия пласта, отмечается аномалия температуры. На этой аномалии четко обнаруживаются точки перегиба на глубинах:  $H_v = 2840$  м и  $H_n = 2848.6$  м., не учитывая влияния конвективного теплопереноса. Предварительно можно полагать, что эти глубины соответствуют кровле и подошве интервала перфорации.

Максимальное значение температуры в интервале аномалии отмечается на глубине  $H_c = 2846.4$  м. по характеру аномалии конвекция в зумпфе отсутствует, т.е.  $H_n = 2848.6$  м. Тогда верхнюю границу интервала перфорации найдем из соотношения  $H_n = H_c - (H_n - H_c) = 2H_c - H_n = 2844.2$  м. Найденная мощность интервала перфорации составляет  $\Delta H_n = H_n - H_c = 4.4$  м. Она точно соответствует заданному. Итак, по замерам термометром отмечается перфорированный интервал на глубинах: 2844.2 – 2848.6 м. Это означает, что интервал перфорации смещен вниз относительно заданного на 0.4 м.

Аномалия температуры в интервале перфорации не остается постоянной. Амплитуда ее уменьшается с течением времени вследствие теплоотдачи в покрывающие и в подстилающие перфорированный пласт породы. На рис. 29. приведен график изменения температуры в зависимости от времени, которое прошло после перфорации обсадной колонны в скважине № 69 Аблаевской площади.

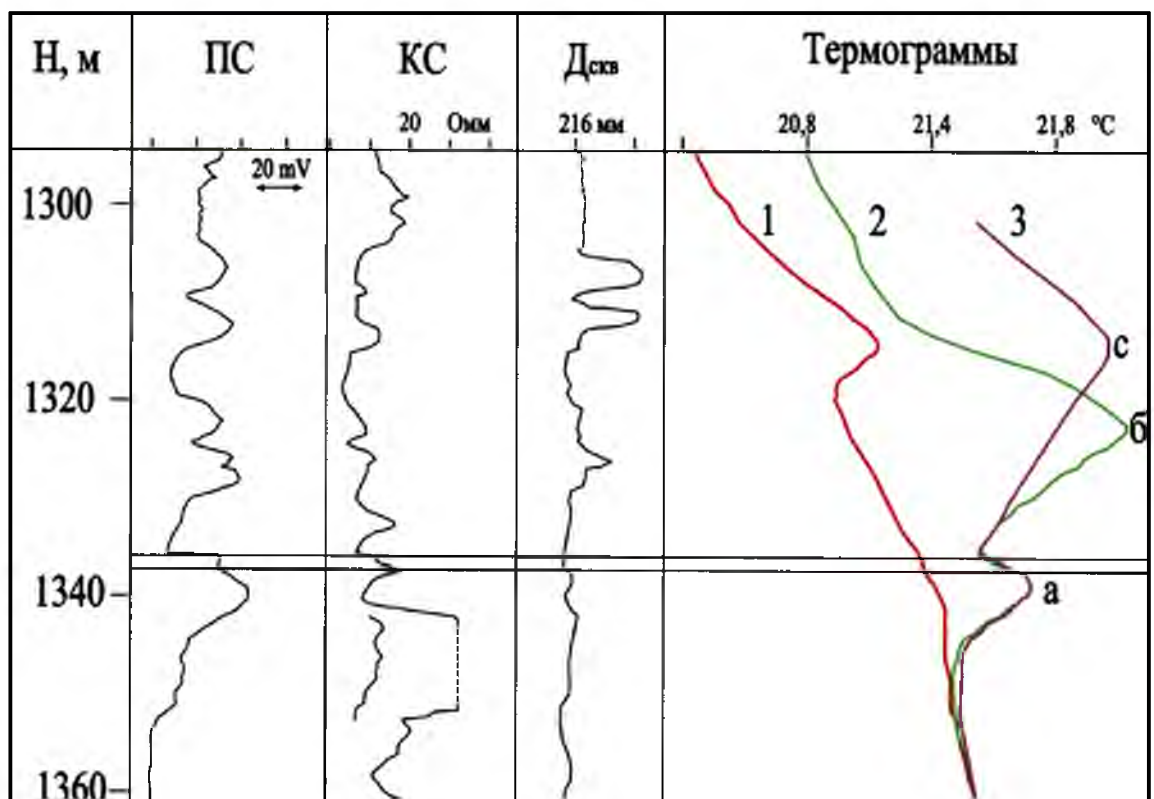
Восстановление температуры в скважине в интервале перфорации происходит здесь только за счет кондуктивной теплоотдачи в подстилающие и покрывающие пласт породы, так как приток жидкости из пласта не отмечается. Как видно из рисунка, амплитуда аномалии уменьшилась на 11.5 °С. Если экстраполировать график этой функции на большие времена, то очевидно, что аномалию температуры в этой скважине можно будет уверенно наблюдать и через одни сутки после перфорации скважины. Практические материалы показывают, что реально температурная аномалия после перфорации может наблюдаться и через двое суток. Это свидетельствует о существовании зоны теплового возмущения в пласте вследствие перфорации.



*Рис. 29. Изменение теплового поля в интервале вскрытия после перфорация (скв. 69 Алабаевская).*

Используемые в настоящее время для контроля за перфорацией скважин известные методы не дают сведений об исследуемом пласте или гидродинамической связи между пластами за обсадной колонной. Между тем, ранняя информация такого рода имеет большое практическое значение, особенно при опробовании малоизученных разрезов. Здесь важно оценить эффективность вскрытия пласта и наличие гидродинамической связи его со скважиной, наличие притока и принадлежность добываемой жидкости испытываемому пласту. Исследования показывают, что термометрия, выполненная при несбалансированной перфорации в скважине, позволяет решать подобные задачи.

На рис. 30 приведены результаты термометрических исследований в разведочной скважине 156 Асяновской площади.



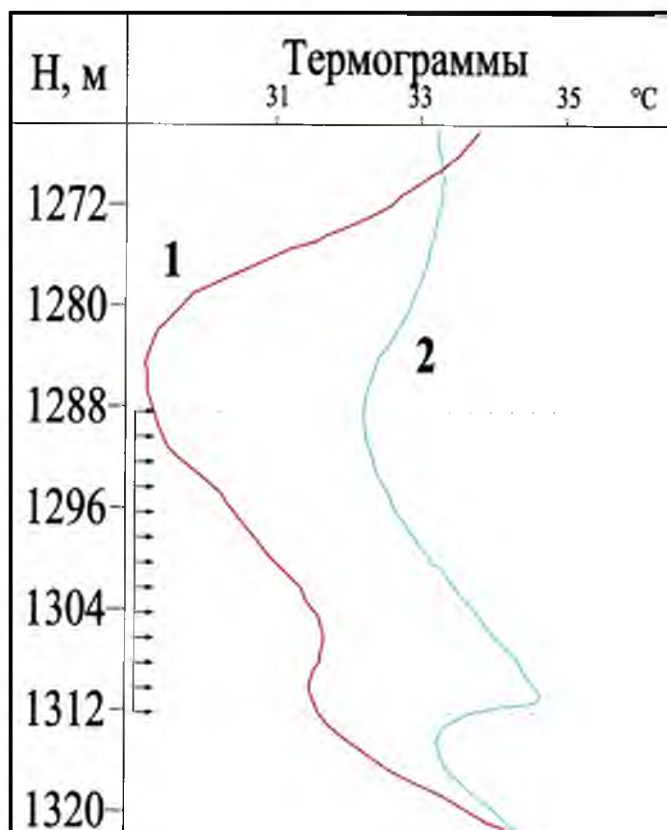
*Рис. 30. Результаты исследований скважины при перфорации под репрессией. Термограммы: 1 – до, 2- после перфорации.*

Кривая 1 зарегистрирована до перфорации (на термограмме отмечается влияние тепловыделения, формирующегося за колонной цементного камня). Кривые 2 и 3 зарегистрированы через 1 час и через 1.5 часа после окончания перфорации выполненной под депрессией. Перфорация произведена в интервале 1334.6-1335.6 м 20 выстрелами ПК-105. Анализ термограмм показывает, что после перфорации из пласта начался приток жидкости. Аномалии (б) и (с) связаны именно с движением жидкости (тепловая метка).

Они разнесены по глубине за счет притока в соответствии с различием времени их регистрации. По положению тепловой метки при строгой фиксации времени регистрации можно оценить дебит жидкости. Он составляет около  $5 \text{ м}^3/\text{сут.}$  В зумпфе скважины температурная аномалия (а) связана с эффектом перфорации, а так как движения жидкости в этом интервале нет, то аномалия сохраняется на уровне фоновой.

Опыт вторичного вскрытия в условиях репрессии на пласт позволяет при поглощении жидкости ориентировочно оценить приемистость объекта. При этом, признаком поглощения пластом жидкости является характер температурной аномалии, не согласующийся с типичной кривой.

На рис. 31 приведены результаты термометрических исследований, проведенных до (1) и после (2) перфорации колонны в скв. № 222 Старо - Казанковской площади.



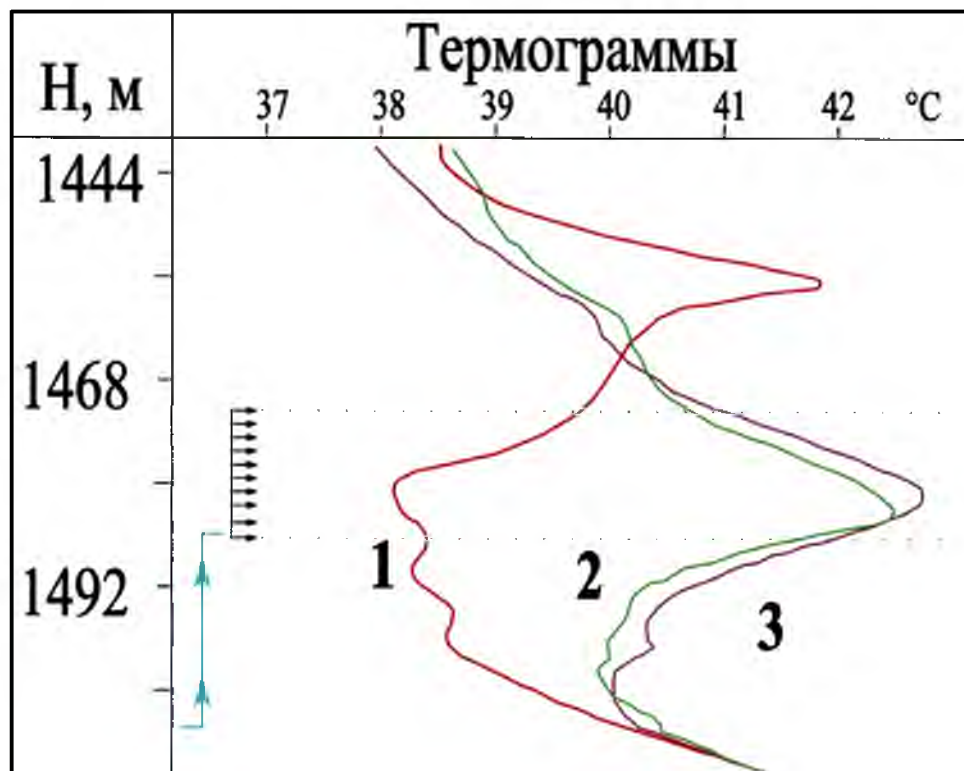
*Рис. 31. Результаты исследований скважины при перфорации под репрессией. Термограммы: 1 – до, 2- после перфорации.*

Сопоставление кривых 1 и 2 показывает, что минимум температуры с глубины 1282 м на замере до перфорации сместился вниз до глубины 1288 м на замере после перфорации. Вследствие поглощения жидкости пластом кривая 2 отличается от типичной аномалии температуры, максимум которой приурочен



обычно к середине перфорированного пласта. Эта аномалия как бы «смыта» нисходящим потоком. На термограмме четко отмечается нижняя граница приема – 1311 м. Эта глубина соответствует нижней границе интервала перфорации, так как ниже термограмма монотонно (без скачков) приближается к естественной температуре горных пород. Верхняя граница интервала перфорации не отмечается. Следует отметить, что аномалия температуры от перфорации четко проявляется на фоне тепловой аномалии связанной с гидратацией цемента за эксплуатационной колонной.

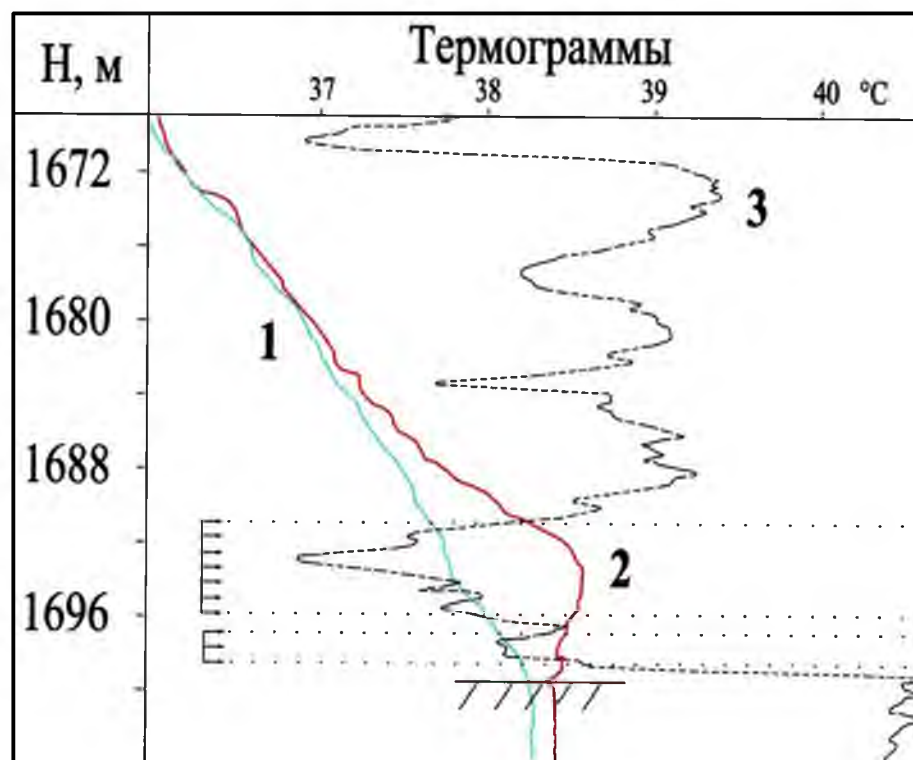
При геофизическом сопровождении несбалансированной перфорации можно проводить раннюю диагностику технического состояния скважины, т.е. выявлять нарушения герметичности колонны и заколонные перетоки жидкости. На рис. 32 представлены термограммы, зарегистрированные в скв.1720 (Башкирия): 1 – до перфорации (видны аномалии, связанные с тепловыделением в цементе). 2 и 3 – через 30 и 45 минут после перфорации соответственно. Вторичное вскрытие пласта было выполнено 280 выстрелами перфоратора ПК-103. Аномалии не симметричны относительно середины вскрытого интервала. По характеру (форме) распределения температуры можно говорить о том, что наблюдается поглощение жидкости перфорированным пластом и переток жидкости за колонной из нижележащих пластов. Перфорация осуществлена при небольшой репрессии на пласт.



*Рис. 32. Выявление заколонного перетока жидкости в зумпфе при несбалансированной перфорации.*

Как уже отмечалось, при использовании сверлящих перфораторов также происходит выделение тепла. Но при этом возникает температурная аномалия, величина которой меньше, чем при кумулятивной перфорации.

На рис. 33 приведены результаты термических исследований в скважине № 2100 Ново - Елховской площади до и после перфорации.



*Рис. 33. Термические исследования при сверлящей перфорации скважины. Термограммы: 1 – до, 2 – после перфорации. 3- ГК.*

Перфорация осуществлена сверлящим перфоратором ПС-112. Вскрыты два интервала: 1693.6-1698.8 м; 1699.6-1701.4 м. На рисунке термограмма 1 зарегистрирована до, а термограмма 2 – после перфорации колонны, кривая 3 – диаграмма ГК. Из анализа до и после вскрытия пласта можно отметить на кривой 2 температурные аномалии, связанные с работой в этом интервале сверлящего перфоратора. Причем изменение температуры верхнего интервала составило 0.75 °С, а против нижнего – 0.19 °С. Следует отметить, что подошва нижнего перфорированного пласта приходится на искусственный забой скважины. Движение жидкости в скважине отсутствует.

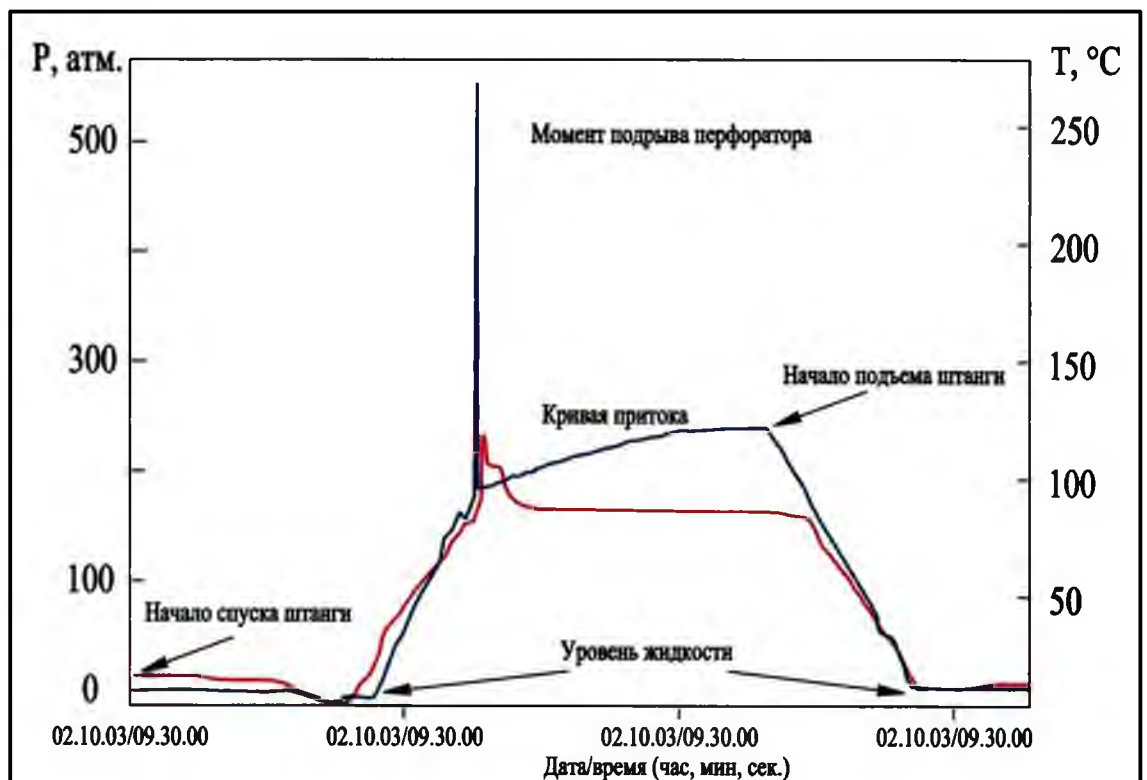
#### **4.2. Результаты опробования и внедрения технологии термогидродинамических исследований при перфорации колонны.**

Основным источником информации о качестве вторичного вскрытия продуктивных пластов являются данные геофизических исследований скважин (ГИС). Как показывает анализ полевых данных, методы термометрии и барометрии могут существенно расширить информативность геофизического

комплекса. Работами [11, 14, 15, 78, 83] показана перспективность термометрии для диагностики скважин и пластов в период перфорации.

Известные технологии геофизического сопровождения вторичного вскрытия пластов не позволяют оперативно диагностировать состояние пласта непосредственно после вторичного вскрытия, т.е. в первоначальные моменты до начала разработки пласта. Причины - в отсутствии датчиков, выдерживающих высокие значения давления и температуры и экстремальные ударные нагрузки на аппаратуру в очаге взрыва. В связи с этим в ЗАО «НТФ ПерфоТех» разработана аппаратура, включающая интеллектуальную иницирующую штангу (ШИП) в двух вариантах: ШИП-А представляет собой штангу-лом с автономными блоками измерения температуры и давления, ШИП-К с дополнительным блоком передачи регистрируемых параметров в реальном времени по кабелю.

Ниже, на рис. 34-35 приведены результаты использования ШИП для регистрации давления и температуры при контроле прострелочно-взрывных работ (ПВР) и определения гидродинамической связи в системе «скважина – пласт».

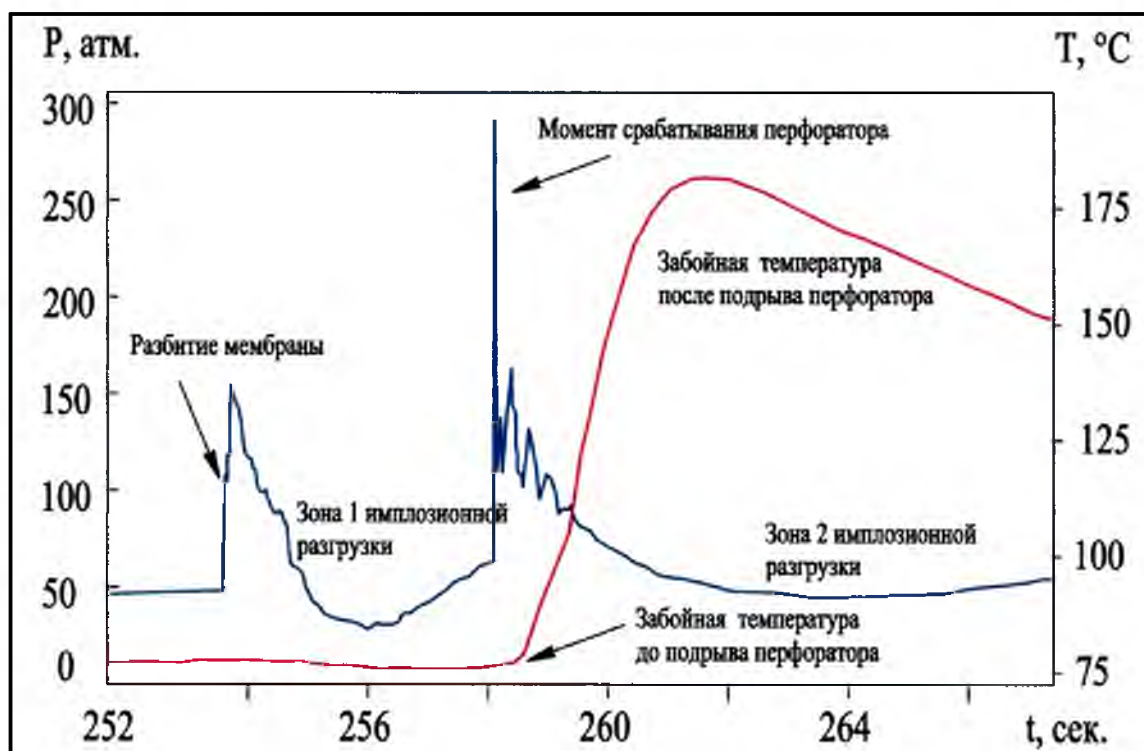


*Рис. 34. Диаграмма давления и температуры на забое скважины №1. Регистрация иницирующей штангой ШИП-А.*

Перфорация проводилась на депрессии перфоратором ПКТ89СМ, иницирование подрыва и контроль процесса осуществлялся штангой ШИП-А.

После установки перфоратора в интервале вскрытия и позиционирования его, осуществлен спуск штанги на кабеле и инициирование перфоратора, затем проводится регистрация на притоке и далее подъем штанги. Весь процесс ПВР составил около 2 часов. Из этого времени процесс регистрации подрыва перфоратора и регистрация притока пластового флюида составили 30 минут. На рис. 1 детально видно изменение температуры и давления, как при взрыве, так и в период притока.

В рассматриваемой скважине решена часть информационных задач качественного порядка: перфоратор сработал при депрессии и получен приток, а остальные вопросы остались открытыми из-за непредставления времени на проведение гидродинамических исследований.



*Рис. 35. Данные ТГДИ по скважине №2. Перфоратор – ПКТ89СМ, плотность – 6 отв./м, всего – 54 заряда. Интервал перфорации: 2431, 6 – 3435,0.*

На рис. 35 представлены результаты термогидродинамических исследований (ТГДИ) при перфорации и в начальный период после вторичного вскрытия. В скважине №2 применен перфоратор ПКТ89СМ, с установкой пакера между НКТ и колонной и стеклянного диска толщиной 9 мм в НКТ на глубине 2412м, отсекающего подпакерное пространство от внутреннего объема НКТ, заполненного жидкостью на 20%. Межтрубное пространство отсечено пакером, глубина установки – 2391, 6 м. Анализируя записи температуры и давления можно отметить, что подрыв перфоратора зафиксирован на уровне

$P = 62$  атм. Дальнейшая регистрация кривой притока за первые часы работы пласта позволит определить дебит и коэффициент продуктивности пласта.

### 4.3. Результаты опробования и внедрения оценки гидродинамических параметров продуктивных пластов при реализации технологии управляемого освоения скважин.

Для реализации и опробования отдельных ступеней управляемого освоения скважин при применении термогидродинамических измерений, выявлена последовательность этапов исследований, их информативность и алгоритмическая взаимосвязь (Рис. 36).

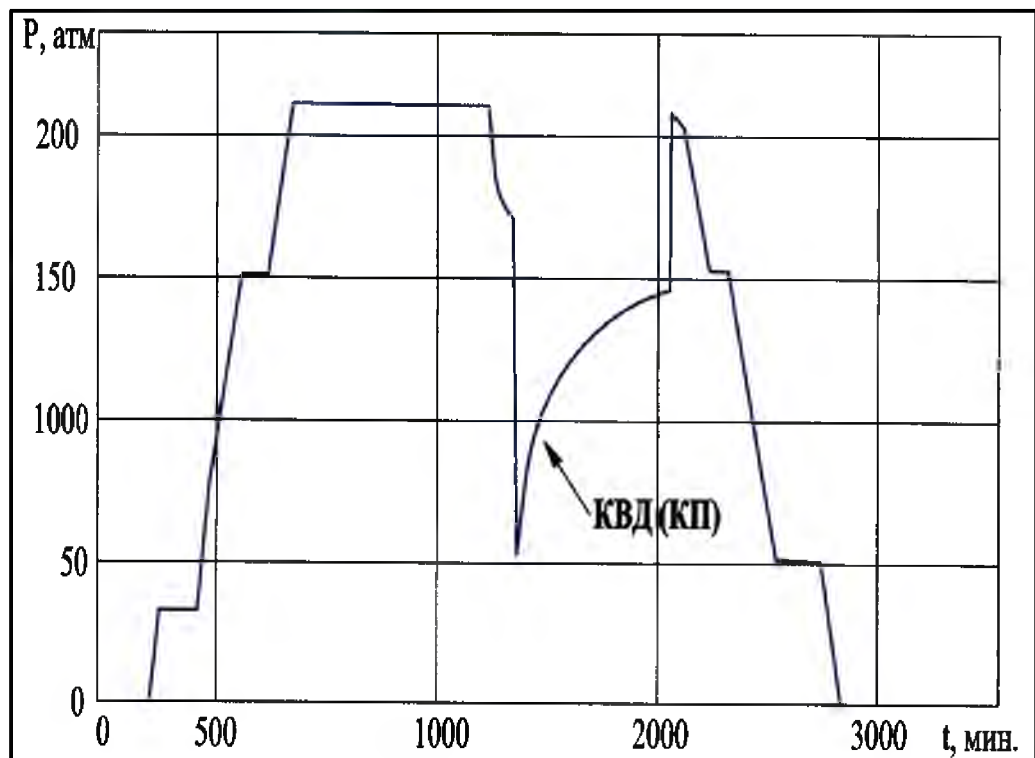


Рис. 36. Алгоритмическая взаимосвязь информационных блоков при реализации управляемого освоения скважины и вводе ее в эксплуатацию.

При этом реализуется стандартная методика ГДИ, заключающаяся в создании мгновенной депрессии (репрессии) на пласт. Рассмотрим решение этой задачи на примере исследования при перфорации скв. №3 (см. рис. 37)

Из анализа изменения давления видно:

- Гидростатическое давление на глубине измерения до пакеровки 207.7 атм.
- Видно постепенное понижение давления из-за поглощения пластом жидкости.
- После пакеровки отток продолжается, давление падает более интенсивно, в течение часа оно снизилось до 170 атм.
- Очевидно, что пластовое давление не более 165 атм.
- Минимальное давление после перфорации = 53 атм., за 6 часов притока давление увеличилось до 145 атм. Изменение давления в скважине в основном обуславливается изменением уровня жидкости.

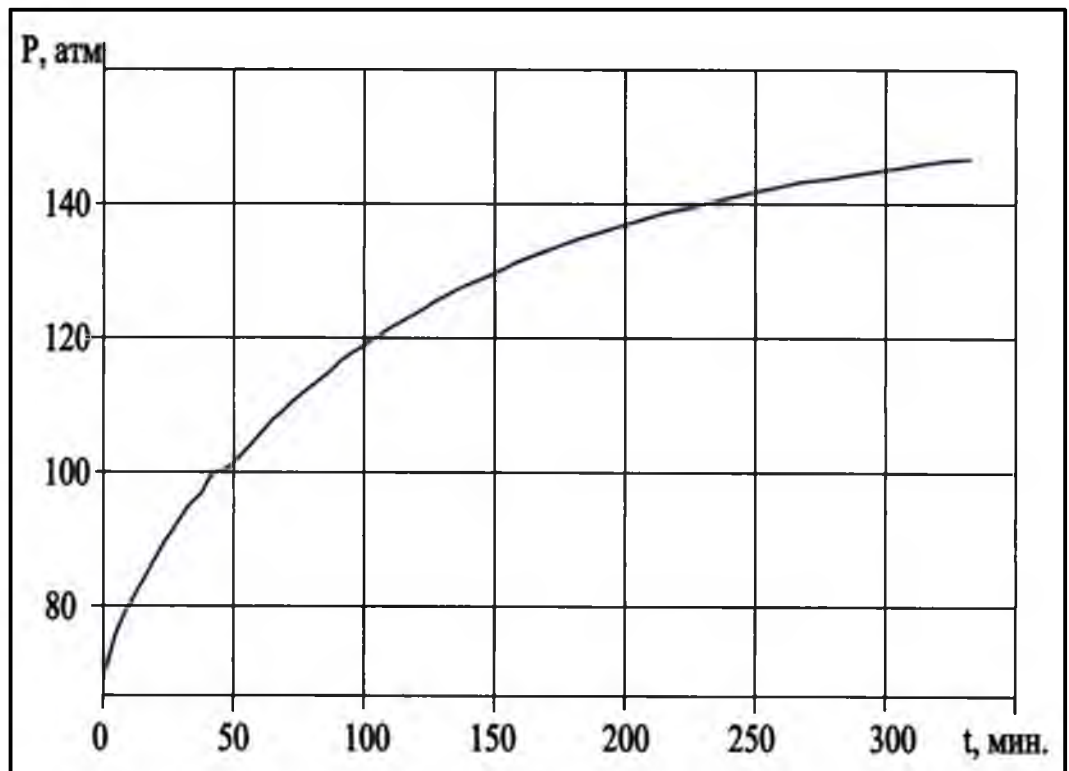


*Рис. 37. Исходная кривая регистрации давления при вторичном вскрытии пласта в скв. №4 перфоратором на НКТ.*

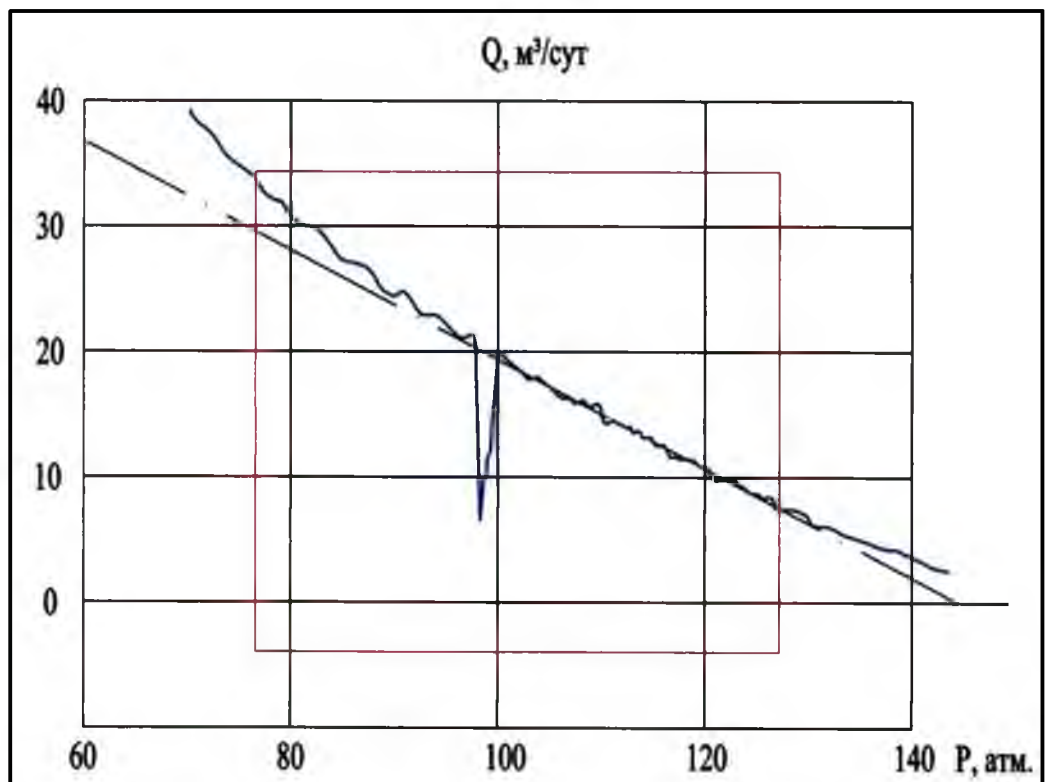
Для обработки в качестве данных ГДИ выделена кривая притока.

Принятые при обработке значения параметров:

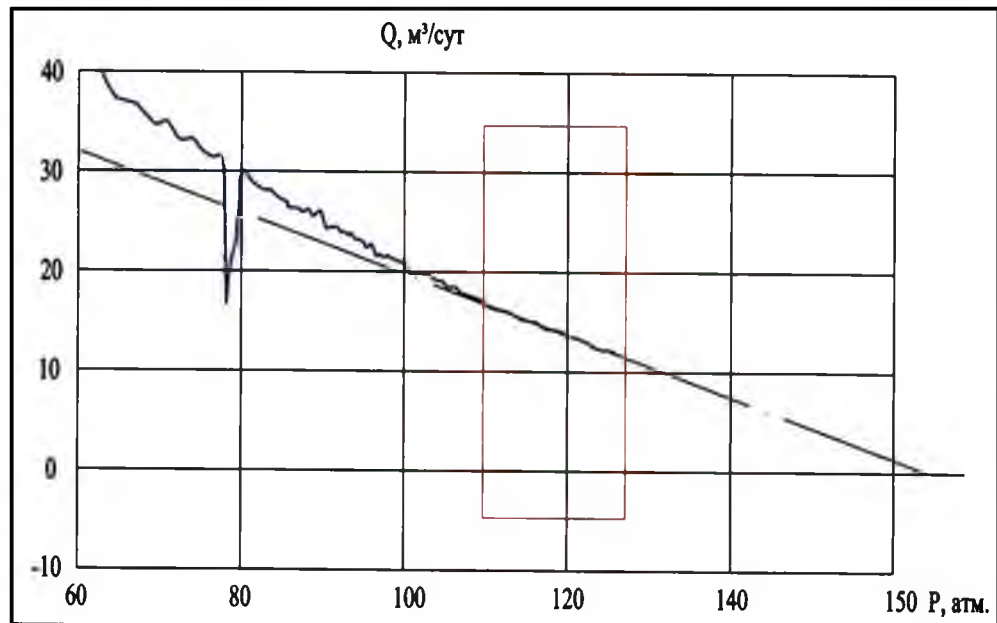
- место уровня жидкости в скважине в НКТ;
- плотность жидкости в стволе 1.01 г/см<sup>3</sup>;
- внутренний диаметр НКТ 62 мм;
- глубина измерения давления 1802 м.



*Рис. 38. Кривая притока после мгновенного снижения давления в скважине. В первую очередь КП обработана методом индикаторной кривой по модели жесткого пласта на основе приближенной формулы  $Q = R \cdot \Delta P$ .*

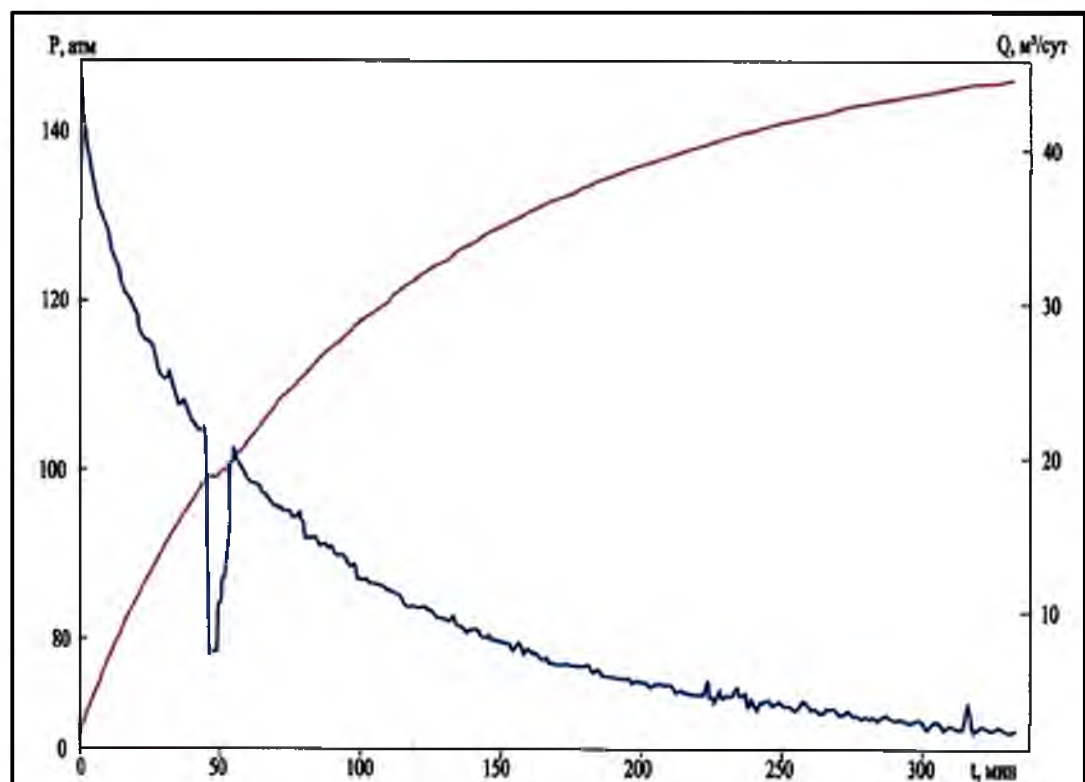


*Рис. 39. Индикаторная кривая с выделенным для определения коэффициента продуктивности участком. Коэффициент продуктивности = 0.4 м<sup>3</sup>/сут атм.*



*Рис. 40. Индикаторная кривая с выделенным для определения пластового давления конечным участком. Пластовое давление 152 атм.*

Дальнейшая обработка с целью определения гидропроводности и скин-фактора проведена обобщенным дифференциальным методом (ОДМ) и операционным методом Баренблатта. Необходимые дебиты подсчитаны из самой кривой притока.



*Рис. 41. Индикаторная кривая с выделенным для определения пластового давления конечным участком. Пластовое давление 152 атм.*



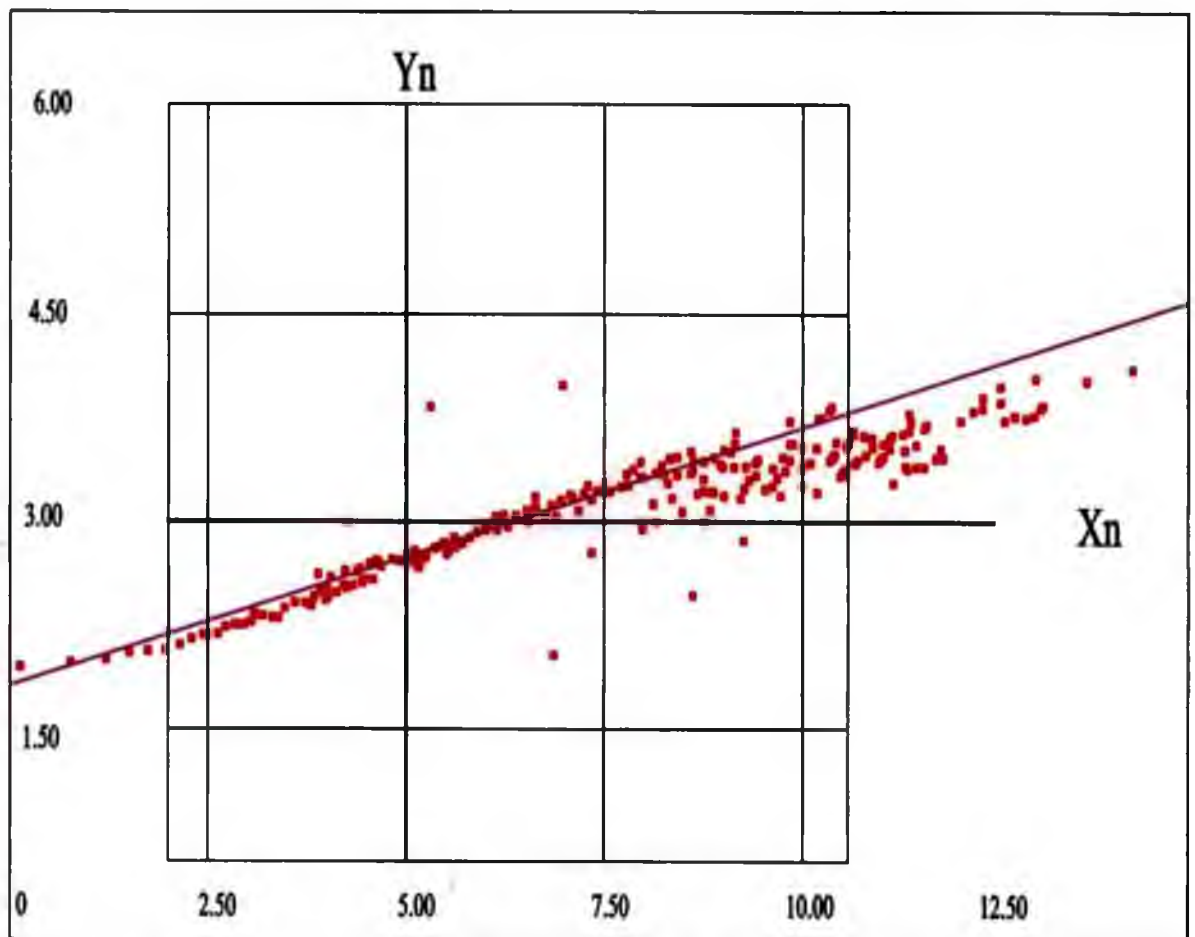
Для расчетов принимаем:

- Диаметр скважины в интервале пласта 216 мм;
- Толщина пласта 2.4 м.
- Упругость пласта  $2.5 \times 10^{-51}$ /атм.
- Пластовое давление 152 атм.
- Радиус контура питания 200м.

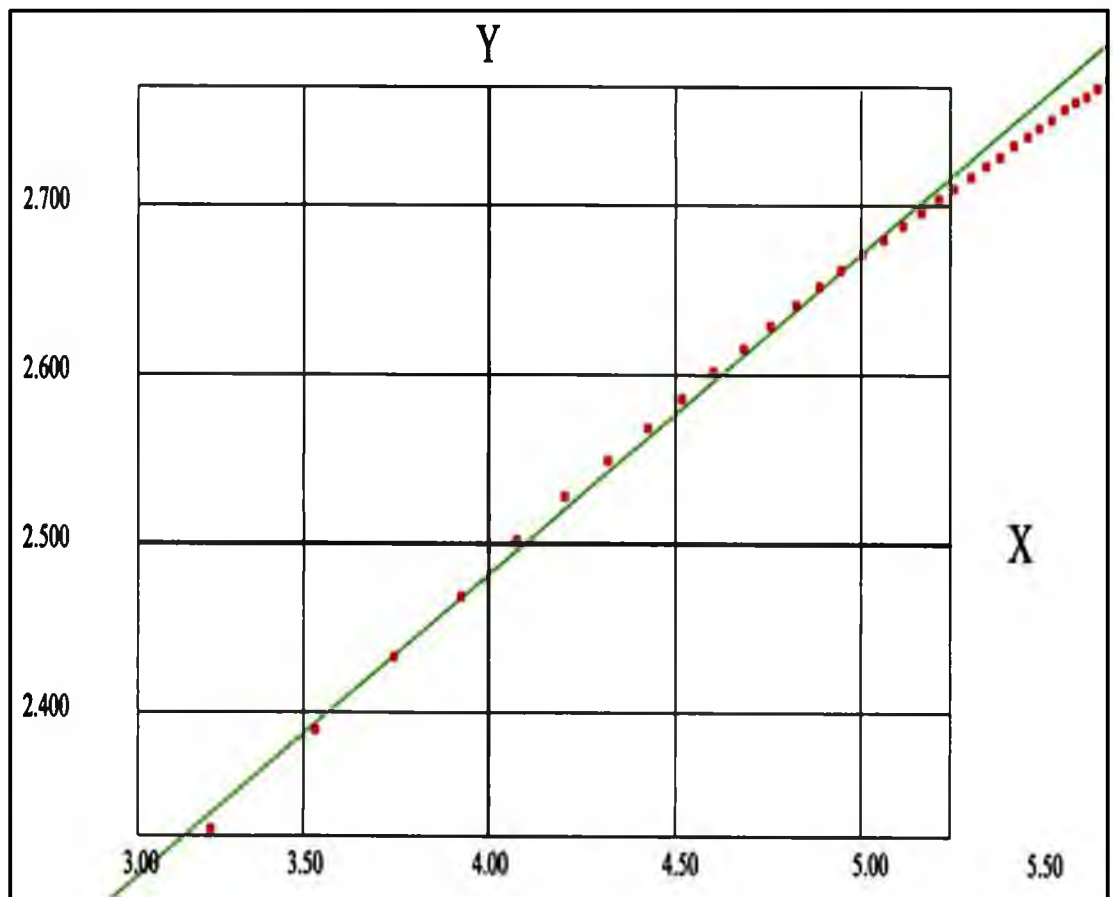
На рис. 42. показана диаграмма обработки методом ОДМ.

Выделен прямолинейный участок и вычислены параметры:

- Гидропроводность пласта 4.67 Д см/сПз;
- Скин-фактор 0.55;
- Расчетный коэффициент продуктивности 0.31 м<sup>3</sup>/сут атм.



*Рис. 42. Диаграмма ОДМ с выделенным для определения параметров участком.*



*Рис. 43. Диаграмма операционного метода с выделенным для определения параметров участком.*

Найденные операционным методом параметры:

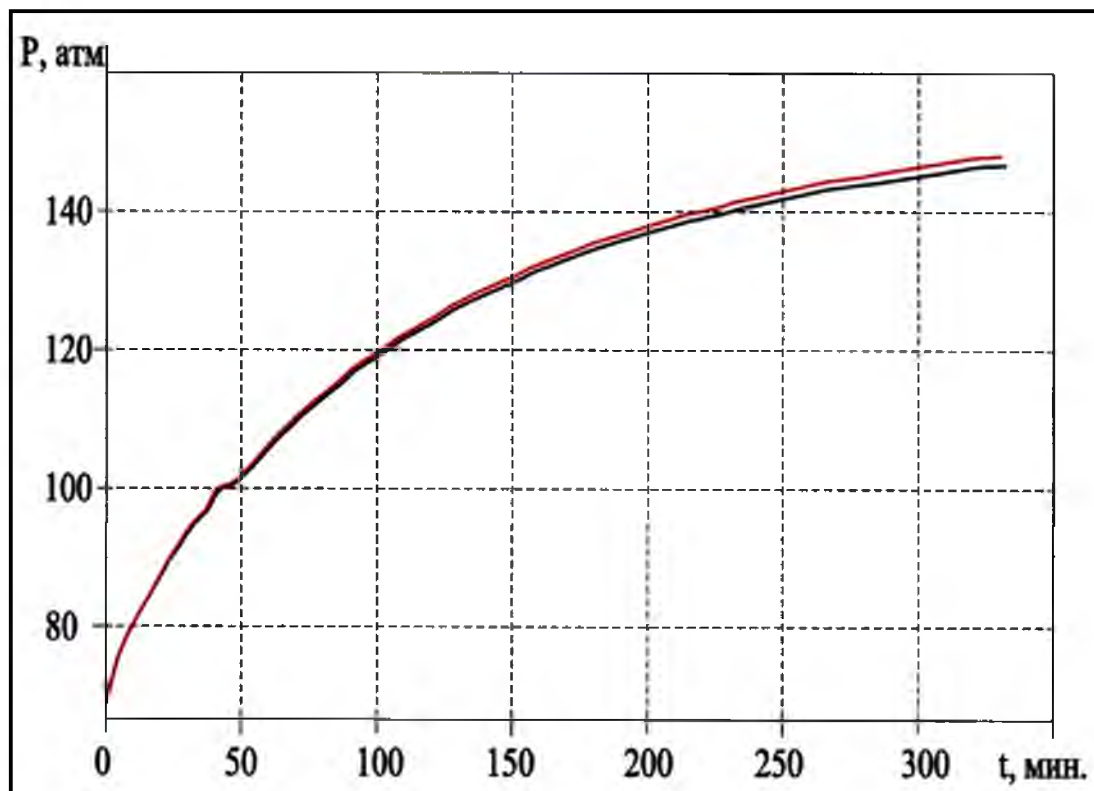
- Гидропроводность пласта 5.07 Д см/сПз;
- Скин-фактор 1.7
- Вычисленное значение коэффициента продуктивности 0.29м<sup>3</sup>/сут атм.

Видно, что найденные значения гидропроводности и скин-фактора различаются, а вычисленные по ним значения коэффициента продуктивности близки. Для уточнения найденных параметров использован метод нелинейной регрессии (наилучшего совмещения). Для модели неограниченного по простиранию однородного пласта со скин-фактором рассчитывалась теоретическая кривая притока в скважине с открытым устьем после мгновенного снижения уровня, наилучшим образом согласующаяся с фактической кривой изменения давления.

Интервалы изменения искомым параметров:

- Пл. давление от 145 до 160 атм. с шагом 1;
- Гидропроводность от 1 до 50 Дсм/сПз. с шагом 1;
- Скин-фактор от - 5 до 20 с шагом 1.

На рис. 44 показано сравнение фактической и расчетной кривых притока.



*Рис. 44. Фактическая и расчетная кривая изменения давления для «самого лучшего решения».*

Для варианта «самого лучшего» решения из двадцати найденных пар:

- $R_{пл.} = 155$  атм.;
- гидропроводность = 3 Дсм/сПз;
- скин-фактор = -1;
- Среднеквадратичное отклонение 0.009 атм.

Для варианта «самого худшего» решения из двадцати найденных пар:

- $R_{пл} = 152$  атм.;
- гидропроводность = 15 Дсм/сПз;
- скин-фактор = +18.
- Среднеквадратичное отклонение для этого решения 0.03 атм.

Видно, что единственного решения нет!

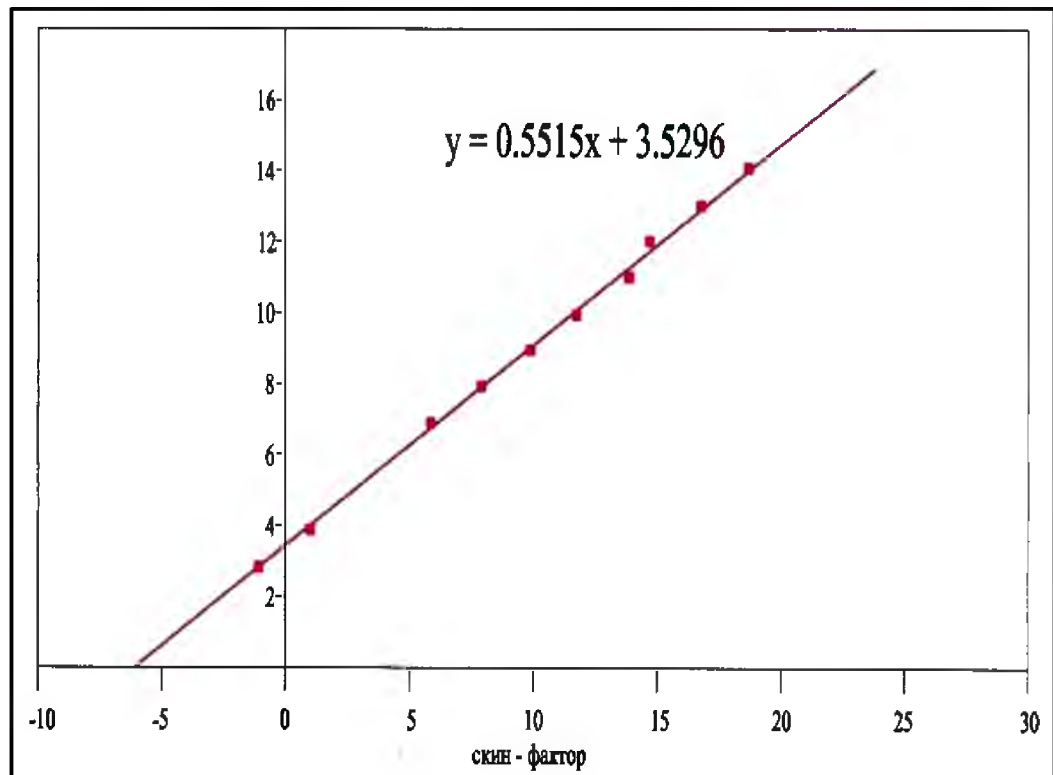
Зафиксируем, как наиболее вероятное значение пластового давления равно 155 атм. Десять наилучших решений для фиксированного  $R_{пл.} = 155$  атм. приведены на рисунке 45.

Рисунок выше показывает явную связь между найденными значениями гидропроводности и скин-фактора, неоднозначное решение относительно гидропроводности и скин-фактора.

Если взять для расчетов известную формулу коэффициента продуктивности в стационарном случае:

$$K = 2\pi \frac{kh}{\mu} \frac{1}{\ln \frac{R_k}{r_c} + s}, \quad (32)$$

можно найти продуктивность  $K = 0.31$  м<sup>3</sup>/сут. атм., которая вполне подходит ко всем парам гидропроводности и скин-эффекта найденным выше методом подбора.



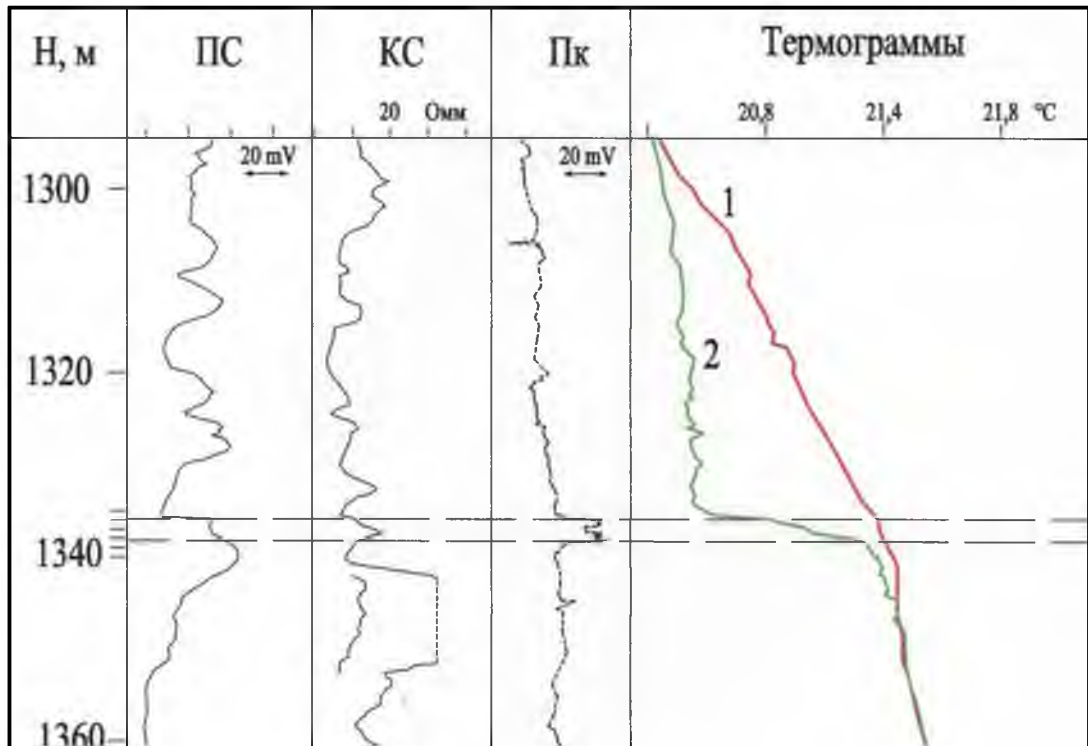
*Рис. 45. График зависимости гидропроводности от скин-фактора.*

Пластовое давление = 155 атм., коэффициент продуктивности = 0.31 м<sup>3</sup>/сут атм. Найти однозначно скин-эффект и гидропроводность одновременно по одной кривой притока не представляется возможным. Надо сузить область решений. После того, как определились с возможными значениями гидропроводности пласта, можем определить скин-фактор.

Например, если гидропроводность пласта вдали от скважины не менее 5 Дсм/сПз, то состояние ПЗП нормальное, скин-фактор незначителен. А если мы знаем, что гидропроводность пласта не меньше 8 Дсм/сПз, то сможем сделать вывод о том, что скин-фактор  $> 8$ .

Дополнительная информация по уточнению вскрытых интервалов, оценке состояния ПЗП и технического состояния скважины может быть получена при повторных или специальных исследованиях.

В скважине №156 (приведенной на стр. 102 рис.30) через неделю после перфорации были проведены работы по уточнению интервала вскрытия и технического состояния скважины (Рис. 46).



**Рис. 46. Результаты исследований скважины №5.**  
Термограммы: 1 - фоновая, 2 – после продавливания метки,  
Пк – аномалии потенциала колонны.

В результате сопоставления данных исследований установлено:

- перфорацией вскрыта колонна на глубине 1335,9 – 1338,5 м вместо 1334,6 – 1335,6 м указанных в задании;
- по величине аномалии Пк установлена мощность вскрытого интервала равная 2,6 м вместо заданного 1 метра,
- перфорация выполнена за 2 рейса ПВА, следовательно, в ПВР присутствует ошибка по установке перфоратора в интервале вскрытия;
- отсутствует перемычка между перфорированным интервалом и нижележащим пластом, что может привести к заколонному перетоку.

### Выводы

На основании многочисленных исследований в скважинах по регистрации возмущений тепловых и манометрических полей в скважине, вызываемых фактом срабатывания ПВА, определим надежность разработанной системы управления:

***Тепловое поле:***

- при срабатывании ПВА аномалия температуры обязательно появляется в интервале расположения перфоратора;
- величина аномалии косвенно коррелируется с объемом сгоревшего ВВ;
- границы аномалии совпадают с границами перфорации непосредственно после взрыва; в дальнейшем границы размываются из-за тепловой конвекции и диссипации энергии пороховых газов;
- аномалия может быть зарегистрирована по времени от долей секунды вблизи перфоратора и до нескольких часов на удалении 100-150 м при всплывании газового пузыря;
- при дилатансии породы аномалия температуры сохраняется в течение нескольких суток;
- при регистрации наземными датчиками аномалия не регистрируется; при регистрации датчиками расположенными вблизи перфоратора аномалия регистрируется всегда;
- изменение формы аномалии является признаком движения жидкости в скважине;
- наличие тепловой аномалии может быть одним из признаков срабатывания ПВР в системе управления.

***Поле давления:***

- величина давления в интервале вскрытия зависит от свойств жидкости и заполнения ею ствола скважины;
- момент срабатывания перфоратора отражается на диаграмме как пульсирующее возмущение с крутым фронтом, которое надежно регистрируется на удалении до 300 м;
- изменение давления после перфорации связано с притоком или поглощением жидкости и надежно регистрируется в жидкости, окружающей перфоратор;
- при регистрации системой наземных датчиков отличить сигнал от разбития мембраны и срабатывания перфоратора затруднительно;
- наличие возмущения в поле давления может быть одним из признаков срабатывания ПВР в системе управления.

На основании приведенного выше анализа и сопоставления результатов работ по опробованию управляемого вторичного вскрытия продуктивных пластов сделаны следующие выводы:

1. Для однозначного понимания происходящих в скважине процессов необходима совместная регистрация манометрического и теплового полей.

2. Информация ТГДИ, зарегистрированная в скважине, объективно отражает происходящие в скважине процессы и достаточна для построения системы управления вторичным вскрытием ПП.
3. Для оперативного управления вторичным вскрытием и освоением скважины необходимо получение информации ТГДИ в реальном времени.

На основании результатов промышленного опробования эффективность разработанной технологии для управления вызовом притока и освоением скважины обоснована при выполнении следующих условий:

- В процессе освоения скважины одновременное измерение температуры и давления позволяет оценить состояние призабойной зоны пласта, продуктивность скважины, пластовое давление и дебит. Обработка полученных данных с применением различных алгоритмов системы «Гидрозонд» (ОДМ, операционный метод Баренблатта, нелинейная регрессия на основе решения прямой задачи) подтвердили известный результат о неустойчивости одновременного определения скин-фактора и гидропроводности пласта по кривым притока. Комплексная обработка результатов измерений в скважине с применением программно-аналитического комплекса «Гидрозонд» позволяет оценить эффективность реализации кумулятивно-волнового воздействия на призабойную зону пласта.
- Опробована разработанная методика управления вызовом притока для случая, когда вскрытие пласта и освоение скважины выполнены как отдельные и разнесенные во времени операции. Информационное обеспечение решения этой задачи также построено на базе данных ТГДИ, дополнительно привлекаются результаты испытания пласта после его первичного вскрытия и средние значения гидропроводности пласта по соседним скважинам.
- Отмечается, что потенциальные дебиты скважин, при прочих равных условиях, снижаются по мере увеличения временного интервала между вскрытием пласта и его освоением, и для выравнивания результатов необходимо дополнительное воздействие на ПЗП в процессе освоения скважины.

Для повышения информативности исследований и расширения круга решаемых задач, при проектировании дополнительных методов информационного сопровождения ПВР в скважинах необходимо сохранение помехоустойчивости информационных потоков. Для роста надежности системы управления процессами в скважине следует рассмотреть возможность регистрации различных полей, включая нелинейные, в непосредственной

близости от объекта воздействия. Также представляется перспективным применение волновых полей точечно-площадного возбуждения для селективного воздействия на разрабатываемые пласты, что может привести к повышению подвижности пластовых флюидов и увеличению нефтеотдачи сложных объектов разработки.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Разработана технология управления вторичным вскрытием продуктивных пластов и освоением скважин, основанная на комплексной регистрации аномалий волновых и тепловых полей.
2. Предложена концепция управления интенсификаций вызова притока, основанная на совмещении волновых и физико-химических методов воздействия на продуктивный пласт.
3. Разработана оптимизированная технология вторичного вскрытия и оценки продуктивности и фильтрационных свойств пластов-коллекторов на основе измерения в реальном времени нестационарных волновых и тепловых полей.
4. Разработана технология комплексной обработки призабойной зоны пласта, основанная на применении кислотных составов и волнового воздействия, позволяющая повышать коэффициент извлечения нефти из пласта.
5. Разработана технология интенсификации добычи нефти на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами, основанная на комплексировании волнового и физико-химического воздействия, позволяющая улучшить фильтрационные характеристики ПЗП и увеличить нефтеотдачу пластов.
6. Разработан компьютеризированный программно-аппаратный комплекс термогидродинамических измерений в процессе вторичного вскрытия продуктивных пластов, позволяющий решать задачи управления качеством вскрытия в реальном времени.
7. Разработаны математические модели для изучения расформирования аномалий волновых и тепловых полей после кумулятивной перфорации с учетом термодинамических эффектов и заколонных перетоков.
8. Разработаны технологические схемы для управления вторичным вскрытием и освоением скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов.
9. Результаты диссертационных исследований реализованы в методических и инструктивных документах ОАО «Сургутнефтегаз», а также использованы при создании аппаратно-программных комплексов «АРМ-Технолог» и «АРМ-Геолог».



## Литература:

1. Алекперов В.Т. О кольмации проницаемых отложений при бурении скважин./Алекперов В.Т., Никитин В.А.// РНТС Бурение. – М.; ВНИИОЭНГ, 1972. - № 2. – С. 36—38.
2. Амиян В.А. Повышение нефтеотдачи пластов путем совершенствования их вскрытия и освоения. / Амиян В.А., Васильева Н.П., Джавадян А.А. // РНТС Бурение. – М.; ВНИИОЭНГ, 1977. - № 5. – С. 3-44.
3. Амиян В.А. Влияние свойств промысловых жидкостей на проницаемость коллектора в процессе вскрытия пласта./ Амиян В.А., Васильева Н.П. // Вопросы вскрытия нефтяного пласта. - М.; ВНИИОЭНГ, 1965. - № 1, С. 1-4.
4. Ахмедов З.М. Исследование влияния буровых растворов на коллекторские свойства трещиноватых пород при их вскрытии бурением. / Ахмедов З.М., Халиков З.А. и др. // НТС Нефть и газ. - М.; ВНИИОЭНГ, 1977. - №9. - С. 21-24.
5. Булатов А.И. Справочник по бурению: В 2 т./ Булатов А.И., Аветисов А.Г. М.; Недра, 1985. - 2т. - 414с.
6. Барский И.М. Применение метода магнитных индикаторов для контроля за проведением перфорационных работ. / Барский И.М. и др.// Нефтепромысловая геофизика: сборник статей. - Уфа, 1978. - № 8. – С.68-73.
7. Басниев К.С. Подземная гидравлика./ Басниев К.С. и др. - М.; Недра, 1986. – С. 303.
8. Бовт А.С. и др. Отчет по теме: «Реакция сцементированных пород коллекторов на импульсно-взрывные нагрузки» 753 Д., 1999.
9. Бокарев С.А. Физико-геологические модели продуктивных пластов-коллекторов – основа проектирования их оптимального вскрытия и опробования./ Бокарев С.А., Савко В.Г. // НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.; ВНИИОЭНГ, 2008. - №5.- С. 29-37.
10. Бруслов А.Ю. Вторичное вскрытие при депрессии: американский опыт./ Бруслов А.Ю. - AGIO oil and gas corporation, 1995.
11. Бузинов С.Н. Исследование нефтяных и газовых скважин. / Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. - М., Недра, 1984. – С. 269.
12. Вадецкий Ю.В. Особенности вскрытия, испытания и опробования трещинных коллекторов нефти и газа./ Вадецкий Ю.В., Жуков А.А. и др. - М.; Недра, 1964. – С. 248.
13. Валиуллин Р.А. Термические исследования при компрессорном освоении нефтяных скважин. / Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш. - Уфа: Изд-во БГУ, 1992. С.168.
14. Валиуллин Р.А. Гидродинамические исследования при освоении скважин./ Валиуллин Р.А., Осадчий В.М. и др.// НТВ Каротажник. – Тверь; АИС, 2002. - №94. – С. 22-24.
15. Валиуллин Р.А. Экспериментальное исследование электрических потенциалов в металлической колонне. / Валиуллин Р.А., Топтыгин С.П. // Физико-химическая гидродинамика: Межвузовский сборник. – Уфа: БГУ, 1995. – С. 7-12.
16. Валиуллин Р.А. Возможности использования термодинамики для контроля за вскрытием пластов. / Валиуллин Р.А., Антонов К.В., Бувеч А.С. // Э.И. Сер. Техника и технология бурения скважин. - М.; ВНИИОЭНГ, 1988. – № 10. – С. 20-24.
17. Герценштейн М.Е. О природе электрического импульса взрыва. / Герценштейн М.Е., Сиротинин Е.И. // ПМТФ. - № 2, 1970.
18. Горбенко Л.А. Кабели и провода для геофизических работ. / Горбенко Л.А., Месенжник Я.З. - М.; Энергия, 1977. – С. 192.
19. Горшунов Л.М. Электромагнитные возмущения при взрывах. / Горшунов Л.М. и др. // ЖЭТФ, т. 53, вып. 3, (9). - 1967.
20. Григорян Н.Г. Прострелочные и взрывные работы в скважинах./ Григорян Н.Г. и др. - М.; Недра, 1980. – С.263.
21. Григорян Н.Г. Вскрытие пластов стреляющими перфораторами. - М.; Недра, 1982. – С.263.
22. Гайворонский И.Н. Коллекторы нефти и газа Западной Сибири. Их вскрытие и апробирование./ Гайворонский И.Н., Леоненко Г.Н., Замахаев В.С. - М.; Геоинформмарк, 2000. – С. 364.

23. Гайворонский И.Н. Определение расхода жидкости через перфорированную мишень / Гайворонский И.Н. // НТЖ Нефть и газ. – М.; ВНИИОЭНГ, 1969. - №7. – С. 37-41.
24. Гайворонский И.Н. Установка для исследования гидродинамической эффективности перфораторов. / Гайворонский И.Н. //Изв. вузов: сер. Нефть и газ. - 1969. - № 12. – С. 49-59.
25. Гайворонский И.Н. Методика определения гидродинамической эффективности перфораторов. / Гайворонский И.Н. //Тр. МИНХ и ГП: сер. Бурение, эксплуатация, транспорт нефти и газа. – М.; 1970. - С. 13-19.
26. Гайворонский И.Н. Влияние условий в скважине на эффективность перфорации. / Гайворонский И.Н., Григорян Н.Г. // НТС Нефтепромысловое дело. – М.; 1971, №7. - С. 112-117.
27. Гайворонский И.Н. Вскрытие продуктивных пластов бурением и перфорацией и подготовка скважин к эксплуатации./ Гайворонский И.Н., Ахмадеев Р.Г., Мордвинов А.А.// Учебное пособие. - Пермь, 1985. - С. 79.
28. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта./ Гиматудинов Ш.К., Широковский АИ. - М.; Недра, 1982. - С. 312.
29. Дамаскин Б.Б. Введение в электрохимическую кинетику / Дамаскин Б.Б., Петрий О.А. - М.; В. Школа, 1983. - С. 400.
30. Друкованый М.Ф. Методы управления взрывом на карьерах. / Друкованый М.Ф. - М.; Недра, 1973. - С. 294.
31. Шакиров Р.А. Новые технологии аппаратурно-методического сопровождения прострелочно-взрывных работ при вторичном вскрытии./ Ковалев А.Ф., Шакиров Р.А. и др. // НТВ Каротажник. – Тверь; АИС, 2008. - №2(169). - С. 6-19.
32. Зельдович Я.Б. Теория детонации./ Зельдович Я.Б., Компанец А.С. - М.; Мир, 1955. - С. 268.
33. Исаев. С.И. Теория тепломассообмена./ Исаев. С.И., Кожин И.А., Кофанов В.И. и др. - М.; Высшая школа, 1979. - С. 495.
34. Ивакин Б.Н. Акустический метод исследования скважин./ Ивакин Б.Н., Карус Е.В. и Кузнецов О.Л. - М.; Недра, 1978. - С. 348.
35. Иванов А.Г. Сейсмoeлектрический эффект второго рода./ Иванов А.Г. // Известия АН: сер. географии и геофизика, 1940, № 5.
36. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Справочник под редакцией В.М. Добрынина. - М.; Недра, 1988. - С. 476.
37. Стрелков В.И. Исследование нарушений обсадной колонны аппаратурой САТ./Стрелков В.И., Ишмухаметов А.У. и др.// Нефтепромысловая геофизика. - Уфа; 1978. - №.8. - С. 140-144.
38. Каминский Б.И. Очистка призабойной зоны скважины методом многократного изменения депрессионной кривой. / Каминский Б.И., Каменев В.И. и др. – Альметьевск; «Татарская нефть», 1959. - № 6. - С. 14-17.
39. Карташев Н.А. Заканчивание скважин в карбонатных коллекторах./ Карташев Н.А. и др. // НТЖ Бурение. – М.; 1976. - №36. - С. 11-13.
40. Коробейников В.П. Задачи теории точечного взрыва. / Коробейников В.П. - М.; Наука, 1985. - С. 400.
41. Кутузов Б.Н. Справочник взрывника. / Кутузов Б.Н. и др. - М., Недра, 1988. – С. 511.
42. Кедринский В.К. Гидродинамика взрыва. Эксперимент и модели./ Кедринский В.К. – М.; Изд-во СО РАН, 2000. – С. 435.
43. Шакиров Р.А. Анализ кривых давления получаемых в процессе вскрытия пласта перфорацией. / Ковалев А.Ф., Шакиров Р.А. и др.// НТЖ Нефтяное хозяйство. – М.; 2008. - №2. - С. 76-77.
44. Кошелев Э.А. Тепловое поле подземного взрыва. / Кошелев Э.А. // В сб.: Использование взрывов в народном хозяйстве. – Киев; Наукова думка, 1970. - Часть 3. – С. 145.
45. Кудинов В.И. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов./ Кудинов В.И., Сучков Б.М. - М.; Недра, 1994. - С.240.

46. Ловля С.А. Взрывное дело./ Ловля С.А. - М.; Недра, 1976. - С.267.
47. Ловля С.А. Прострелочно-взрывные работы в скважинах./ Ловля С.А. - М.; Недра, 1987. - С. 214.
48. Ловецкий Е.Е. Диссипация энергии при взрыве в пористой упругопластичной среде. / Ловецкий Е.Е., Маслеников А.М., Фетисов В.С. //ПМТФ. – 1979. - №6.
49. Миндели Э.О. и др. Комплексное исследование действия взрыва в горных породах. / Миндели Э.О. и др. - М.; Недра, 1978. - С.253.
50. Молчанов А.А. Аппаратура и оборудование для нефтяных геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. / Молчанов А.А. и др.// Справочник. - М.; Недра, 1987. - С.263.
51. Шакиров А.Ф. Геофизические и прямые методы исследования скважин./ Мухер А.А., Шакиров А.Ф. - М.; Недра, 1981. - С.295.
52. Методическая инструкция по вскрытию продуктивных пластов перфораторами на насосно-компрессорных трубах. / Гайворонский И.Н., Григорян Н.Г., Фридляндер Л.Я. и др. - М.; ВНИИГеофизика, 1973. - С.28.
53. Методы интенсификации притоков в нефтяных и газовых скважинах с использованием энергии взрыва и горения взрывчатых материалов / Дуванов А.М., Гайворонский И.Н, Михайлов А.А. и др.// Региональная и морская геофизика; геофизические методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых: Обзор. – М.; ВИЭСМ, 1990. - С. 34.
54. Методическое руководство по геофизическому сопровождению перфорации: проект. / Замахаев В.С., Кончаков В.Н., Антипычев М.А. – Раменское, ВНИПИВзрывгеофизика, 1995. - С. 12.
55. Николаевский В.Н. Механика пористых и трещиноватых сред. /Николаевский В.Н. - М.; Недра, 1984. - С.233.
56. Разработать технические средства аппаратурно-методического комплекса «Объект»: Отчет по НИР. / ВНИПИВзрывгеофизика. - Раменское, 1989.
57. Аппаратно-методическое сопровождение гидродинамическими методами прострелочно-взрывных работ трубными перфорационными системами на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз: Отчет по НИР, 1365-08-381. - М.; ЗАО «ПерфоТех», 2008. - С. 189.
58. Палашов В.В. Расчет полноты катодной защиты. / Палашов В.В. - Л.; Недра, 1988. - С.137.
59. Прострелочно-взрывные работы в глубоких скважинах. // Сборник научных трудов. - М.; ВНИИГеофизика, 1981. – С.267.
60. Инструкция по повышению продуктивности скважины с применением импульсно-ударного воздействия горюче-окислительным составом ВНАГ /И.Н. Гайворонский, К.С. Фазлугдинов, В.П. Чельшев и др.// Руководящий документ РД 39Р-5794688-009-90. – МНГП СССР, 1990. - С. 90.
61. Рязанцев Н.Ф. Испытание скважин в процессе бурения./ Рязанцев Н.Ф. и др. - М.; Недра, 1982. - С.310.
62. Самарский А.А. Разностные схемы газовой динамики. / Самарский А.А., Попов Ю.П. - М.; Наука, 1975. - С. 352.
63. Самарский А.А. Режимы с обострением в задачах для квазилинейных параболических уравнений. / Самарский А.А. - М.; Наука, 1987. – С.125.
64. Скорчелетти В.В. Теоретическая электрохимия. / Скорчелетти В.В. – Л.; Химия, 1974. - С.567.
65. Соловьев Е.М. Заканчивание скважин./Соловьев Е.М. - М.; Недра, 1979. - С.303.
66. Седов Л.И. Методы подобия и размерности в механики./ Седов Л.И. - М.; Наука, 1987. - С.440.
67. Симкин Э.М. Влияние свободного теплообмена на характер распределения температуры в скважине при кондуктивном прогреве пласта./ Симкин Э.М., Кошко И.И. // НТЖ Нефтяное хозяйство. – М.; 1973. - №10. - С.23-28.
68. Теркот Д. Геодинамика. / Теркот Д., Шуберт Дж. - М.; Мир, 1985. - С.360.

69. Техническая инструкция по прострелочно-взрывным работам в скважинах. - М.; Недра, 1978. - С.63.
70. Томашов Н.Д. Теория коррозии и защита металлов./ Томашов Н.Д. - М.; Изд. АН СССР, 1959. - С.591.
71. Фридляндер Л.Я. Прострелочно-взрывная аппаратура и ее применение в скважинах. / Фридляндер Л.Я. - М.; Недра, 1985. – С. 136.
72. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта./ Чекалюк Э.Б. - М.; Недра, 1965. - С.240.
73. Череминский Г.А. Прикладная геометрия. / Череминский Г.А. - Л.; Недра, 1977. - С.181.
74. Чарли Косад. Выбор стратегии перфорирования. /Чарли Косад// Нефтегазовое обозрение: весна. - 1998.
75. Ханин А.А. Петрофизика нефтяных и газовых пластов./ Ханин А.А. - М.; Недра, 1976. – С. 278.
76. Шакиров Р.А. Определение момента срабатывания перфораторов на НКТ./ Шакиров Р.А. и др. // НТЖ Нефтяное хозяйство. – М.; 1988, - №4. – С. 34-38.
77. Шакиров Р.А. Аппаратура для определения момента взрыва при перфорации скважин перфораторами на НКТ./ Шакиров Р.А., Васюнцов В.Д. // НТЖ Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. - №10(48). – С.23-27.
78. Шакиров Р.А. Оптимизированная технология заканчивания скважин в осложненных геолого-технических условиях: дисс. на соиск. уч. степ. д-ра тех. наук: 25.00.15: / Шакиров Рустам Анисович. – М., 2011. – С.298.
79. Шакирова Л.Р. Изучение состояния призабойной зоны пласта на основе моделирования теплового поля после кумулятивной перфорации скважины. /Валиуллин Р.А., Шакирова Л.Р., Шарафутдинов Р.Ф., Садретдинов А.А. //НТЖ Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – М.: ИПТЭ, 2009. - №4(78). - С. 4-11.
80. Шакирова Л.Р. Моделирование электрических потенциалов, возникающих в обсадной колонне после перфорации. /Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Сорокань В.Ю., Шакиров Р.А. Шакирова Л.Р., Емченко О.В. // НТВ Каротажник. – Тверь, АИС, 2004. - № 14(127). - С.104-112.
81. Шакирова Л.Р. Определение эффективности вторичного вскрытия пластов на примере скважины 9803/250 Тевлино-Рускинского месторождения. // В материалах региональной школы-конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых по математике и физике. – (28-29 октября 2002, Уфа).
82. Шакирова Л.Р. Изучение электрических потенциалов, возникающих в обсадной колонне после перфорации. // В материалах региональной школы-конференции для студентов, аспирантов и молодых ученых по математике и физике. – (30-31 октября 2004, Уфа).
83. Шакирова Л.Р. Новые технологии аппаратурно-методического сопровождения прострелочно-взрывных работ при вторичном вскрытии. / Шакирова Л.Р., Шакиров Р.А. и др. // НТВ Каротажник. – Тверь, АИС, 2008. - №167. – С. 6-19.
84. Шакирова Л.Р. Анализ состояния призабойной зоны пласта при вторичном вскрытии на основе термогидродинамических исследований. /Шакирова Л.Р., Шакиров Р.А., Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш.//НТЖ Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. - №9. - С.28-34.
85. Шакирова Л.Р. Методические основы построения физико-геологических моделей при реализации оптимизированной технологии вскрытия продуктивных пластов и заканчивания нефтегазовых скважин./Рукавицын Я.В., Шакирова Л.Р., Бокарев С.А. //НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ВНИИОЭНГ, 2014. - №5. С.29-33.
86. Шакирова Л.Р. Повышение эффективности вскрытия продуктивных пластов и заканчивания скважин с использованием нестационарных волновых процессов.

- /Рукавицын Я.В., Шакирова Л.Р. //НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ВНИИОЭНГ, 2014. - №6. - С.20-27.
87. Шакирова Л.Р. Количественная оценка волнового воздействия при вскрытии продуктивных пластов и освоении скважин./ Рукавицын Я.В., Шакирова Л.Р. //НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - М.: ВНИИОЭНГ, 2014. - №7. - С.25-30.
  88. Шакирова Л.Р. Системный анализ геолого-технологической информации при строительстве нефтегазовых скважин в осложненных геолого-технических условиях. /Рукавицын Я.В., Лугуманов М.Г., Лугуманов А.М., Шакирова Л.Р. //Тезисы докладов XX-ой научно-практической конференции «Новая техника и технологии геофизических исследований скважин». – (22-23 апреля 2014, Уфа).
  89. Шакиров А.Ф. Каротаж, испытание, перфорация и торпедирование скважин./ Шакиров А.Ф. // Учебник для профтехобразования: 2-е изд., перераб. и доп. - М.; Недра, 1987. - С. 300.
  90. Ши Д. Численные методы в задачах теплообмена./ Ши Д. - М.; «Мир», 1988. - С. 343.
  91. Григорян Н.Г. Эффективность вскрытия пластов стреляющими перфораторами на больших глубинах / Григорян Н.Г., Гайворонский И.Н., Чехладзе Н.С. и др.// Труды VI научно-технической геофизической конференции. - М.; Недра, 1970. – С.16-19.
  92. Ясашин А.М. Вскрытие, опробование и испытание пластов./ Ясашин А.М. - М.; Недра, 1979. - С. 252.
  93. Способ вскрытия и освоения скважин: А.С. 1744244 СССР. / Валиуллин Р.А., Антонов К.В., Кабиров Б.З. и др. – 30 июня 1992, Бюл.№24.
  94. Устройство заряда кумулятивного перфоратора: патент № 2160828 /Шакиров Р.А., Шакирова Л.Р., Пыркин А.И. - 20 декабря 2000 г.
  95. Кумулятивный заряд: патент № 2193152 /Шакиров Р.А., Шакирова Л.Р. и др. - 20 ноября 2002 г.
  96. Устройство для гидродинамического каротажа обсаженных скважин: патент № 2203413 / Шакиров Р.А., Шакирова Л.Р. – 27 апреля 2003 г.
  97. Способ гидродинамического каротажа: патент № 2208155 /Шакиров Р.А., Шакирова Л.Р. - 10 июля 2003г.
  98. Harry O. The Effect of Perforation Conditions on Well Performance. / Harry O., McLeod.// JPT, Jan., 1983. P. 45-49.
  99. Charlie Cosad. Choosing of Perforation Strategy. / Charlie Cosad. //Oil-field Review: October. - 1992.
  100. Abrams J. Mud design to minimize rock impairment due to particle invasion. / Abrams J. // J. Petr. technol. - 1977, vol.29, №5. P. 586-592.
  101. Allen T. Production Operation Oil and Gas Consultants International. / Allen T., Roberts A. // Inc., Tulsa. - 1977, vol. 2, P. 233.
  102. Anderson H. Pressure abnormalities and how to recognize them./Anderson H.// Petrol and Petrochem. Internet. - 1973, vol.13, №1. - P. 42-46.
  103. Continuous bit positioning system: Патент США №40030176. / Bailey J.R. - 11 января 1977г.
  104. Daily F. A new bottom hall register. / Daily F.// «Oil and Gas». - Vol. 66, № 1988/ - P. 27-30.
  105. Clark D. Proper fluid selection minimized damage. / Clark D. // «Drilling Contractor». - 1982, VII, V. 38, №7. - P. 28-36.

**АКТ**

**о внедрении технологии управляемого вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин на объектах разработки и доработки нефтегазовых на площадях ОАО «ГАЗПРОМ» и ОАО «ЛУКОЙЛ».**

г. Москва

17 февраля 2014 г.

Выдана Шакировой Лейле Рустамовне в том, что за период 2006—2013 г. в ОАО "ГАЗПРОМ" и ОАО "ЛУКОЙЛ" проводились работы по опробованию технологии управляемого вскрытия продуктивных пластов при строительстве глубоких разведочных скважин в составе автоматизированных комплексов "АРМ-Геолог" и "АРМ-Технолог", разработанных в отделе компьютерных технологий ГТИ и в отделе информационных технологий при руководстве и непосредственно участии Шакировой Л.Р.

Всего, за указанный период, внедрение технологии осуществлялось на предприятиях «Астраханьбургаз», «Астраханьгазгеофизика», «Вуктылгазгеофизика», «Ставропольгазгеофизика», «Лукойлморнефть» и «Оренбургбургаз» со средней глубиной разведочных скважин 4300 м.

На основании актов опробования новой технологии и ее внедрения экономический эффект за указанный период составляет 83752,3 тыс. руб.

Директор ЗАО "Геоспектр"

Гл. бухгалтер



Е.Г. Донягин

Н.Д. Кучеренко



НИЖНЕВАРТОВСК  
НЕФТЕГЕОФИЗИКА

Приложение № 2

«Утверждаю»

Главный инженер



ОАО «Нижневартковскнефтегеофизика»

С.Н. Мурлин

### АКТ

**о внедрении технологии управляемого вскрытия продуктивных пластов  
и освоения скважин на объектах разработки и доразработки нефтегазовых  
месторождений ОАО «СН-МНГ».**

В период 2009 – 2013 гг. на месторождениях ОАО «СН-МНГ» проводились работы по опробованию и внедрению технологии управляемого вторичного вскрытия продуктивных пластов-коллекторов и освоения скважин при вводе их в эксплуатацию. Технология базируется на кумулятивно-волновом методе воздействия на ПЗП. Для контроля процессов в скважине ТГДИ использовались по алгоритмам аппаратно-програмного комплекса (АПК), разработанного под руководством и непосредственном участии Шакировой Л.Р.

Всего за указанный период внедрение новой технологии применялось при решении следующих задач:

- оперативный контроль и управление процессом вторичного вскрытия продуктивных пластов;
- оперативный контроль и управление волновым воздействием на призабойную зону пласта при освоении скважины;
- составление рабочих программ проектирования оптимального вторичного вскрытия пластов и освоения скважин;
- оценка качества вторичного вскрытия продуктивных пластов на основе термогидродинамических исследований.

Начальник ПТУ

М.Н. Туробов

« \_\_\_\_ » « \_\_\_\_\_ » 2014г.



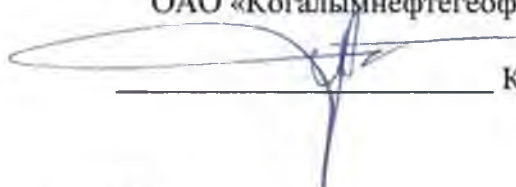
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО  
**«КОГАЛЫМНЕФТЕГЕОФИЗИКА»**

628486, Российская Федерация, Тюменская область,  
 Ханты-Мансийский автономный округ – Югра,  
 г. Когалым, ул. Геофизиков, 4  
 телефон: (34667) 4-45-39, факс: 4-45-48

Дата 21 октября 2014 г.

«Утверждаю»:

Генеральный директор  
 ОАО «Когалымнефтеггеофизика»

  
 Кузнецов Е.Г.

Приложение № 2

**АКТ**

**о внедрении технологии управляемого вскрытия продуктивных пластов  
 и освоения скважин на объектах разработки и доразработки нефтегазо-  
 вых месторождений ОАО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь».**

В период 2009 – 2013 гг. на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ Западная Сибирь» проводились работы по опробованию и внедрению технологии управляемого вторичного вскрытия продуктивных пластов-коллекторов и освоения скважин при вводе их в эксплуатацию. Технология базируется на кумулятивно-волновом методе воздействия на ПЗП. Для контроля процессов в скважине ТГДИ использовались по алгоритмам аппаратно-програмного комплекса (АПК), разработанного под руководством и непосредственном участии Шакировой Л.Р.

Всего за указанный период внедрение новой технологии применялось при решении следующих задач:

- оперативный контроль и управление процессом вторичного вскрытия продуктивных пластов;
- оперативный контроль и управление волновым воздействием на призабойную зону пласта при освоении скважины;
- составление рабочих программ проектирования оптимального вторичного вскрытия пластов и освоения скважин;
- оценка качества вторичного вскрытия продуктивных пластов на основе термогидродинамических исследований.

Заместитель генерального директора  
 по производству ОАО «КНГФ»

М.П.



А.М. Мустафин



«УТВЕРЖДАЮ»

Президент ЗАО «НТФ ПерфоТех»



Р.А. Шакиров

## РАСЧЕТ

экономической эффективности технологии кумулятивно-волнового воздействия при вторичном вскрытии продуктивных пластов.

## 1. Аннотация

В рамках разработки технологии кумулятивно-волнового воздействия при вскрытии продуктивных пластов разработана технология гидродинамического контроля прострелочно-взрывных работ (ГДК/ПВР) непосредственно в процессе их проведения со снятием кривых притока-поглощения (КП) и восстановления давления (КВД). Данная технология позволяет контролировать в реальном времени по давлению и температуре не только весь перфорационный процесс при вскрытии пласта, но и все технологические операции, которые проводятся в скважине, как на момент его вскрытия, так и после вскрытия пласта, путем непрерывной регистрации забойного давления. Технология позволит объективно контролировать вскрытие пласта, как на депрессии, так и на репрессии не зависимо от типа скважин — вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных. Использование данной технологии позволяет решать следующие задачи: контролировать процесс перфорации, замерять забойное, пластовое давление и температуру, регистрировать КВД; определять коэффициент продуктивности и приёмистости скважины.

При отработке данной технологии на месторождениях ОАО "Сургутнефтегаз" использовалась комплексная скважинная автономная аппаратура АМТП73С (в дальнейшем аппаратура) предназначенная для измерения давления и температуры при термогидродинамических исследованиях нагнетательных и добывающих скважин. Запись информации осуществляется в энергозависимую электронную память прибора имеющего автономное батарейное питание. Программное обеспечение обеспечивает программирование прибора, прием, обработку и запись информации, зарегистрированной скважинным прибором, на магнитный носитель компьютера, вывод результатов измерений в аналоговой или цифровой форме на дисплей и принтер.

В качестве аналога (базового варианта) для расчета экономического эффекта принимаются геофизические исследования с использованием геофизического подъемника и скважинного прибора КСА-Т7М1, который предназначен для исследования эксплуатационных скважин по контролю за разработкой. Прибор регистрирует температуру, давление, удельную электрическую проводимость, мощность экспозиционной дозы гамма-излучения горных пород, расход жидкости при движении его по стволу скважины. Зарегистрированная информация передается по одножильному кабелю (в цифровом виде) в режиме реального времени на компьютеризированную каротажную станцию, установленную в геофизическом подъемнике.

## 2. Исходные данные

№ п/п	Наименование показателей	Ед. изм.	Базовый вариант (до внедр.)	Новый вариант (после внедр.)	Примечание
1	Затраты на оборудование	руб.	252 000	150 000	По бух. справке
2	Продолжительность исследовательских работ	час	37	22	По фактическим затратам времени
3	Продолжительность обработки информации по одному исследованию	час	4,45	4,45	По фактическим затратам времени
4	Средняя стоимость одного часа работы геофизической партии исследовательской группы	руб.	4083	902	Согласно данным треста "СНГФ" по расчету
5	Средняя стоимость одного часа работы инженера - интерпретатора	руб.	567,4	451	Согласно данным треста "СНГФ" (по расчету)
6	Количество исследованных скважин	шт.	11	11	Факт за 2012 год

## 3. Расчет экономического эффекта

Экономический эффект от применения предлагаемой технологии складывается из:

- уменьшения затрат на покупку оборудования,
- уменьшения времени проведения исследовательских работ и интерпретации полученной информации.

Технологическая эффективность достигается за счет:

- возможности длительной автономной регистрации,
- исследования проводятся без привлечения дополнительных средств доставки прибора в скважину (геофизического подъемника).

При расчете экономического эффекта от применения технологии гидродинамического сопровождения прострелочно-взрывных работ за единицу объема принимается одна исследованная скважина.

Экономическая эффективность определяется как разница приведенных затрат при проведении исследований по определению коэффициента продуктивности и пластового давления в эксплуатационной скважине непосредственно после ГДК/ПВР с использованием геофизического подъемника и скважинного прибора КСА-Т7М1 и внедряемой технологии с комплексной скважинной автономной аппаратурой АМТП73С:

$$\Xi = (\Sigma Z_{б.в} - \Sigma Z_{н.в})$$

где:  $\Sigma Z_{б.в}$  и  $\Sigma Z_{н.в}$  - суммы приведенных затрат по базовому и новому вариантам, руб.

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = C + E_A \cdot K.$$

где:  $Z$  - приведенные затраты на единицу продукции, руб.;

$C$  - себестоимость единицы продукции, руб.

$E_A$  - коэффициент амортизационных отчислений - 0,25 (для сопоставимости амортизационных отчислений сравниваемых приборов применяем единый годовой процент амортизации - 25 %, так как отчетный период - 2012 год, коэффициент амортизационных отчислений, будет равен  $E_A = 0,25$ );

$K$  - затраты на оборудование, руб.

**3.1.** Затраты по базовому варианту (применение геофизического подъемника и скважинного прибора КСА-Т7М1):

$$C_б = (t_{ср.сп} \cdot C_{г.п}) + (t_{расш.кад} \cdot C_{спец.интерпретквд})$$

$$C_6 = (37 \cdot 4083) + (4,45 \cdot 567,434) = 153\,596,08 \text{ руб.}$$

где:  $t_{\text{ср.сп}}$  - среднее время необходимое на проведение геофизических исследований по определению коэффициента продуктивности пластового давления в эксплуатационной скважине с использованием геофизического подъемника, включающее в себя время доставки прибора на забой скважины, время работы компрессора (для создания депрессии) и время ожидания восстановления давления до пластового после стравливания азота из затрубного пространства (час);

$C_{\text{г.п.}}$  - средняя стоимость одного часа работы партии при проведении исследований по определению коэффициента продуктивности и пластового давления (руб);

$t_{\text{расш.квд}}$  - время необходимое для интерпретации полученной информации (час);

$C_{\text{спец.интерпрет.квд}}$  - средняя стоимость одного часа работы интерпретатора треста "СНГФ" (руб):

$$З_6 = 153\,596,08 + (0,25 \cdot 252\,000) \cdot 1 = 216\,596,08 \text{ руб.}$$

**3.2.** Затраты по новому варианту (применение технологии гидродинамического сопровождения GDN с комплексной скважинной автономной аппаратурой АМТП73С):

$$C_{\text{н}} = (t_{\text{ср}} \cdot C_{\text{и.п}}) + (t_{\text{расш}} \cdot C_{\text{инж}})$$

$$C_{\text{н}} = (22 \cdot 902) + (4,45 \cdot 451) = 21850,95 \text{ руб.}$$

где:  $t_{\text{ср}}$  - среднее время необходимое для проведения работ по определению коэффициента продуктивности и пластового давления, включающее в себя время ожидания восстановления пластового давления и подъема оборудования на поверхность, час;

$C_{\text{и.п.}}$  - среднечасовая зарплата 2-х специалистов - 902 руб./час;

$t_{\text{расш}}$  - время необходимое для обработки полученной информации, час;

$C_{\text{инж}}$  - средняя стоимость одного часа работы специалиста-интерпретатора, руб.

$$З_{\text{н}} = 21850,95 + (0,25 \cdot 150\,000) \cdot 1 = 59350,95 \text{ руб.}$$

**3.3.** Экономический эффект от применения технологии гидродинамического сопровождения GDN с использованием комплексной скважинной автономной аппаратуры АМТП73С за 2008 года на одно исследование скважины составит

$$\mathcal{E} = (216\,596,08 - 59350,95) = 157245,13 \text{ руб.}$$

**3.4.** Объем исследований по предлагаемой технологии гидродинамического сопровождения ГДК/ПВР в 2012 году составил одиннадцать скважинных исследований.

Годовой экономический эффект составил:

$$\mathcal{E}_{\text{г}} = 157245,13 \cdot 11 = 1729696,43 \text{ руб.}$$

Главный бухгалтер  
 ЗАО "НФТ ПерфоТех"  
 Руководитель ПТО  
 ЗАО "НФТ ПерфоТех"

С.Ю. Шербакова

А.М. Неупокоев

Приложение № 5

*Копия обложки*

**«Утверждаю»**

**Исполнительный директор ЗАО «ПерфоТех»**



**А.Ф. Шпаковский**

**2010 г.**

**«Вторичное вскрытие нефтенасыщенных пластов»**

**РУКОВОДСТВО ПОЛЬЗОВАТЕЛЯ**

**К программному обеспечению**

2010 г.

**Российское Акционерное Общество «Газпром»  
ДООАО «Газпромгеофизика»**

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор ЗАО «Геоспектр»



Е.Г. Донягин

«10» сентября 1997 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор  
ДООАО «Газпромгеофизика»

\_\_\_\_\_ Ш.К. Георгедава

«10» сентября 1997 г.

**Отраслевая геолого-геофическая  
информационная система  
ОГГИС РАО «Газпром»**

**РАБОЧИЙ ПРОЕКТ**

**Подсистема «Испытание и вскрытие пластов»**

**КНИГА 9  
на 40 листах**

Москва — 1997 г.

Приложение № 7  
Котия обложки

**Российское Акционерное Общество «Газпром»  
ДООАО «Газпромгеофизика»**

«УТВЕРЖДАЮ»

Директор ЗАО «Геоспектр»



Е.Г. Донягин

«24» декабря 1996 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор  
ДООАО «Газпромгеофизика»

Ш.К. Гергедава

«24» декабря 1996 г.

**КОМПЬЮТИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ  
ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ  
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН  
«АРМ-ТЕХНОЛОГ»**

**Документация  
программного обеспечения**

Москва — 1997 г.

Приложение № 8

*Копия обложки*

ЗАО «ГЕОСПЕКТР»



Директор ЗАО «Геоспектр»

Е.Г. Дonyaгин

«10» сентября 2006 г.

**ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ****аппаратно-программный комплекс по освоению скважин****«АРМ-ТЕХНОЛОГ» Версия 2.10.**