

**Научный центр нелинейной волновой механики и технологии РАН  
(НЦ НВМТ РАН)  
ОАО «Сургутнефтегаз»  
Сургутский научно-исследовательский и проектный институт нефтяной  
промышленности «СургутНИПИнефть»**

На правах рукописи

**Цику Юрий Кимович**

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ КОНТРОЛЯ И  
ОПТИМИЗАЦИИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ МНОГОПЛАСТОВЫХ  
ОБЪЕКТОВ ПРИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ  
ЭКСПЛУАТАЦИИ  
(НА ПРИМЕРЕ РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)**

Специальность 25.00.17 – "Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений"

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель  
доктор технических наук,  
профессор В.Н.Федоров

**Москва – 2015**

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
1. Анализ разработки многопластовых объектов Русскинского месторождения с применением оборудования одновременно-раздельной добычи и закачки	10
1.1. Анализ разработки многопластовых объектов Русскинского месторождения	10
1.2. Анализ технико-экономической эффективности совместно-раздельной добычи пластового флюида и закачки в пласты многопластового объекта на примере Русскинского нефтяного месторождения	19
1.3. Обзор и систематизация современного состояния одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений	21
1.4. Обзор современных методов контроля разработки многопластовых объектов нефтяных месторождений при одновременно-раздельной эксплуатации (геофизические, гидродинамические и промысловые).	28
Выводы по главе 1	43
2. Методика определения продуктивных и фильтрационных параметров каждого из пластов при совместно-раздельной эксплуатации.	45
2.1. Методика определения продуктивных характеристик многопластовых объектов.	45
2.2. Технология проведения термогидродинамических исследований продуктивных пластов.	51
2.3. Алгоритмы обработки и интерпретации результатов термогидродинамических исследований многопластовых объектов.	59
Выводы по главе 2	73
3. Техничко-технологические решения по контролю и регулированию разработки при ОРЭ.	75
3.1. Разработка и обоснование комплекса новых технологических и технических решений одновременно-раздельной закачки воды.	75

3.2. Разработка и обоснование комплекса новых технологических и технических решений одновременно-раздельной добычи нефти многопластовых объектов разработки	79
3.3. Разработка методики подбора оборудования и режима его работы для одновременно-раздельной добычи нефти для многопластовых объектов разработки.	82
3.4. Методика определения неблагоприятных факторов при контроле динамики изменения скважинных и пластовых параметров по результатам регулярного проведения термогидродинамических исследований	90
Выводы по главе 3	93
4. Опытно-промышленная эксплуатация технологий и технических средств ОРЭ	94
4.1. Результаты внедрения различных технологий ОРЭ, ОРЗ.	94
4.2. Результаты применения ОРЭ на различных стадиях разработки месторождения с учетом технологических и экономических показателей.	102
4.3. Результаты ТГДИС Русскинского месторождения при разработке многопластовых объектов с применением ОРЭ.	106
4.4. Показатели разработки многопластовых объектов Русскинского месторождения с использованием технологий и технических средств ОРЭ. Оценка КИН с учетом ОРЭ.	122
Выводы по главе 4	131
Основные результаты и выводы	132
Список литературы	134
Приложение 1. Расчет экономического эффекта от внедрения полезной модели, патент № 131074 .	
Приложение 2. Акт использования объекта интеллектуальной собственности.	

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность работы**

В 20 веке нефтяная промышленность в СССР, а затем и России, развивалась по пути освоения новых территорий, новых нефтегазоносных провинций. Активно приращивались запасы углеводородов за счет ввода в эксплуатацию крупных месторождений. Однако сегодня большинство крупных месторождений находятся на 3 или 4-ой стадиях разработки, а новые вводятся с трудноизвлекаемыми запасами с низким уровнем рентабельности.

В этой ситуации нефтяные компании стараются поддерживать текущий уровень добычи за счет вовлечения ранее не разрабатываемых запасов существующих месторождений, как правило, это сложнопостроенные низкопроницаемые участки или отдельные объекты разработки. Для извлечения нефти и газа в таких условиях применяются новые технологии, такие как зарезки боковых, в том числе горизонтальных, стволов, гидроразрыв пласта (ГРП), используются всевозможные химические составы для увеличения охвата заводнением. Современные технологии позволили получить промышленный приток из низкопроницаемых коллекторов, разработка которых ранее считалась экономически нецелесообразной. В целом нефтяная отрасль перешла на новый технический уровень, разрабатывается оборудование, способное решать сложные технологические задачи, такие как одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) объектов разработки многопластовых месторождений в одной скважине.

Технологии одновременно-раздельной добычи (ОРД) и закачки (ОРЗ) были известны еще в 50-х годах прошлого века, однако в силу отсутствия надежного оборудования не получили развития. Современное состояние структуры запасов предопределило необходимость форсирования процесса внедрения технологий ОРЭ, что позволяет сократить капитальные вложения на строительство дополнительных скважин, кустов. Рентабельная разработка

некоторых объектов, а также многопластовых месторождений с существенно различающимися фильтрационно-емкостными свойствами по отдельным пластам возможна только с использованием ОРЭ.

Однако в целях недопущения разубоживания ресурсов применение одновременно-раздельной разработки должно соответствовать Правилам охраны недр и отвечать следующим требованиям:

- Создание необходимой для подъема флюида депрессии на пласты;
- Раздельный учет продукции сертифицированными средствами учета;
- Обеспечение контроля процесса разработки раздельно для каждого пласта;
- Возможность проведения безопасного ремонта со сменой подземного оборудования с учетом различия пластового давления по отдельным пластам многопластового месторождения.

Проектами на разработку месторождений должна предусматриваться одновременно-раздельная эксплуатация продуктивных пластов. Для их эффективного использования необходимо проектировать совмещенную сетку скважин на новых месторождениях. В настоящее время пройден этап, когда технологии ОРЭ не включались в проектные документы ввиду отсутствия надежного технологичного оборудования, а такое оборудование не разрабатывалось ввиду отсутствия необходимости согласно проектным документам и единственным сдерживающим элементом их массового внедрения является отсутствие технологий и методик контроля и регулирования разработки отдельных пластов многопластовых месторождений. Это определяет актуальность исследования и разработки методов контроля и регулирования выработки запасов многопластовых объектов при одновременно-раздельной эксплуатации.

### **Цель работы**

Повышение эффективности разработки многопластовых месторождений с существенно различными фильтрационно-емкостными свойствами путем применения технологий ОРЭ, разработки методов и

технологий контроля разработки каждого из пластов для обеспечения регулирования выработки запасов.

### **Основные задачи для решения поставленной цели**

1. Анализ текущей разработки многопластового Русскинского месторождения с низкопродуктивными пластами юрских отложений.
2. Анализ и разработка технологий ОРЭ и ОРЗ.
3. Анализ существующих методов контроля выработки запасов многопластовых месторождений проведением геофизических и гидродинамических исследований скважин.
4. Анализ взаимного влияния пластов при совместной работе в одной скважине.
5. Обоснование и разработка методики определения доли участия отдельных пластов в общем дебите скважины и фильтрационных параметров коллекторов многопластового месторождения. Опробование методики и технологий исследований в скважинах Русскинского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз».
6. Обоснование экономической эффективности применения технологий ОРЭ. Анализ выбытия скважин из эксплуатационного фонда в процессе разработки месторождений Западной Сибири.
7. Анализ показателей разработки многопластового Русскинского месторождения на гидродинамической модели сравнением варианта разработки с самостоятельной сеткой скважин на каждый пласт и варианта с одновременно-раздельной разработкой пластов. Анализ сроков достижения проектных КИН по пластам.

### **Объект исследования**

Объектом исследования является Русскинское месторождение – типовое многопластовое нефтяное месторождение Западной Сибири.

## **Научная новизна**

1. Научно обоснованы и разработаны критерии применения различных компоновок оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений.

2. Разработана научно обоснованная методика термогидродинамических исследований скважин с оборудованием ОРЭ, основанная на раздельных замерах дебита путем отключения одного из пластов, проводя в этот период времени на других пластах термогидродинамических исследований на неустановившихся режимах фильтрации.

3. Разработана и научно обоснована методика определения неблагоприятных факторов при контроле динамики изменения скважинных и пластовых параметров по результатам регулярного проведения термогидродинамических исследований многопластовых скважин для планирования адресных геолого-технических мероприятий.

4. Выявлено, что оборудование одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений позволяет обеспечить проектный коэффициент извлечения нефти с технико-экономической эффективностью до 28 %.

## **Защищаемые положения**

1. Критерии применимости технологий ОРЭ на разных стадиях разработки нефтяных месторождений. Методика подбора подземного оборудования, граничные условия применения компоновок ОРЭ и ОРЗ.

2. Методика проведения термогидродинамических исследований в скважинах с ОРЭ для определения фильтрационно-емкостных свойств каждого из пластов многопластового объекта, а также определения доли вклада каждого пласта в общий дебит скважины при совместной эксплуатации.

3. Методика определения неблагоприятных факторов при контроле динамики изменения скважинных и пластовых параметров по результатам

регулярного проведения термогидродинамических исследований многопластовых скважин для планирования адресных геолого-технических мероприятий.

### **Практическая реализация**

1. Разработанное оборудование позволило вовлечь в разработку залежь пласта ЮС1/1 Русскинского месторождения. Разработка этого пласта отдельной сеткой скважин нерентабельна. Средний прирост дебита нефти от приобщения пласта составил 8,5 т/сут, дополнительная добыча нефти за 2011-2013г. составила 19,320 тыс. т.

2. Определена критическая наработка конструкций ОРЗ, что позволило снизить затраты на не эффективные ремонты скважин и минимизировать аварийность скважинного оборудования.

3. Используя разработанные методики, регулярно проводятся термогидродинамические исследования скважин с оборудованием ОРЭ, обеспечивая планирование адресных и эффективных ГТМ.

### **Развитие работы**

1. В работе доказано отсутствие взаимного влияния потоков жидкости низкопродуктивных пластов в стволе скважины. Изучение взаимного влияния высокопродуктивных пластов является предметом дальнейшего изучения.

2. Совершенствование конструкций ОРЭ различных видов. Повышение эксплуатационной надежности оборудования.

3. Создание автоматизированной системы разработки многопластового месторождения, способной комплексно обрабатывать результаты всего множества проводимых термогидродинамических исследований скважин, проводить мониторинг проблемных участков и регулировать систему разработки.

### **Апробация результатов работы**

Результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на: IV международной научно-практической конференции «21 век:



фундаментальная наука и технологии», 2014г., X Международной конференции и выставке «Механизированная добыча 2013», 2013г., производственно-техническом семинаре «Практика применения ОРД и ОРЗ, проектирования и интеллектуализации разработки многопластовых месторождений», 2012-2014г., тринадцатой научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры», 2010г., научно-технических конференциях ОАО «Сургутнефтегаз», (2010-2014г.).

### **Публикации**

Результаты выполненной работы отражены в 12 печатных работах, в том числе в 3 изданиях, рекомендованных ВАК РФ, и 3 патентах на полезную модель.

### **Структура работы**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, основных результатов и выводов, списка использованных источников из 143 наименования и двух приложений. Текст диссертационной работы изложен на 146 страницах, включая 55 рисунков и 18 таблиц.

# **1. Анализ разработки многопластовых объектов Русскинского месторождения с применением оборудования одновременно-раздельной добычи и закачки.**

## **1.1. Анализ разработки многопластовых объектов Русскинского месторождения.**

Русскинское нефтяное месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа – Югра, в 124 км к северу от г. Сургута, месторождение открыто в 1982 г., введено в разработку в 1987 г.

В тектоническом отношении месторождение расположено в юго-западной части Когалымской вершины, которая на западе граничит с такими достаточно крупными тектоническими элементами как Конитлорская терраса и Тончинский прогиб, на юге – с Савуйской седловиной, а на востоке – с Ярсомовским крупным прогибом, разделяющим положительные структурные элементы I порядка – Сургутский и Вартовский своды. Месторождение приурочено к двум локальным поднятиям III порядка: Русскинскому, расположенному на Савуйском структурном носе, и Восточно-Русскинскому.

По состоянию на 01.01.2012 г. на месторождении числится 1337 скважин, в том числе: добывающих – 804, из которых действующих – 679, бездействующих – 25; нагнетательных – 395, из которых действующих – 294, бездействующих – 14. проектный фонд реализован на 57 %.

В эксплуатации находятся пласты БС11/1, ЮС1/1 ЮС1/2, ЮС2/1, ЮС2/2. Коллекторские характеристики эксплуатационных объектов, а также свойства пластовых флюидов отражены в таблице 1.1.

Основной объект эксплуатации пласт ЮС2 распространяется по всей территории месторождения и представлен низкопроницаемым сложнопостроенным коллектором.

Таблица 1.1 - Показатели Русскинского месторождения

№ п/п	Показатели	Значения					
1	Проектный документ	Дополнение к проекту разработки, 2012					
2	<b>Протокол ЦКР(ТКР)</b>	<b>ТО ЦКР по ХМАО от 09.08.2012 №5400</b>					
3	Протокол ГКЗ	№ 415 от 21.02.1997г.					
4	Лицензия	ХМН №00417 НЭ от 14.01.1997					
5	Дата ввода в разработку	июль 1987г.					
6	в т.ч.по пластам	07.1987		07.1987	10,1987	11.1990	
7	Пласты	BC11/1	BC16-21	ЮС1/1	ЮС1/2	ЮС2/1	ЮС2/2
8	Система разработки	трехрядная				площадная обращенная 7-точечная	
9	Сетка скважин	500x500	500x500	500x500 нов.зал. 600x600		400x400 500x500 600x600	
10	Отметка ВНК	2310.4-2390.8	2614.2-2842.9	2681.4-2953.8	2683	-	2753.3-3009.6
11	Ср.глубина залегания пласта,м	2293-2387	2620-2836	2671-2862	2674	2860	2750-2980
12	Тип залежи*	ПС, ВП	ПС+ЛЭ+П	ПС+ЛЭ, ПВ	ПС	П+ТЛЭ	ПС+ТЛЭ+СЛ
13	Тип коллектора	поровый					
14	Средняя общая толщина,м	14,8	7.9-18.8	14,8	12,1	16,3	9,5
15	Ср.эф.нефтенасыщенная толщина,м	3,5	0.4-3.9	4,5	4,7	3,4	2,2
16	Пористость,% (В+С1/С2)	21	16-23	18	18	15	15
17	Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,65	0.40-0.67	0,59	0,58	0,68	0,52
18	Проницаемость,10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	121	2-36	146	47	22	21
19	Коэфф.песчанистост, доли ед.	0,47	0.14-0.45	0,40	0,40	0,31	0,28
20	Коэфф.расчлененности,доли ед.	3,1	1.3-4.0	2,8	3,2	4,3	1,8
21	Пластовая температура,°С	80	80.3-85.0	85,8	85,8	88,0	88,0
22	Рпл.начальное,атм	239	269-288	278	278	286	286
23	Вязкость нефти в пласт.условиях,МПа*с	2,12	2,00	1,11	1,11	3,78	3,78
24	Плотность нефти в пласт.условиях,кг/м <sup>3</sup>	799	793	725	725	830	830
25	Плотность нефти в поверхн.усл.,кг/м <sup>3</sup>	862	844	835	835	878	878
26	Давление насыщения нефти газом,МПа	11	9,2	12	12	7,5	7,5
27	Газовый фактор,м <sup>3</sup> /т	54	63	95	95	36	36
28	Давление нагнетания,МПа	18-20					
29	Компенсация, текущая	73,08		107,17		123,70	
30	Компенсация, накопленная	101,44		121,37		141,67	

\* ПС-пластово-сводовая  
 ПВ-подстилаемая водой  
 П - пластовая

ЛЭ- литологически-экранированная  
 ВП - водоплавающая  
 СЛ- структурно-литологическая  
 ТЛЭ- тектонически и литологически экранированная

## Состояние разработки месторождения

На Рускинском месторождении динамика добычи нефти согласуется с темпами его разбуривания (рисунок 1.1).

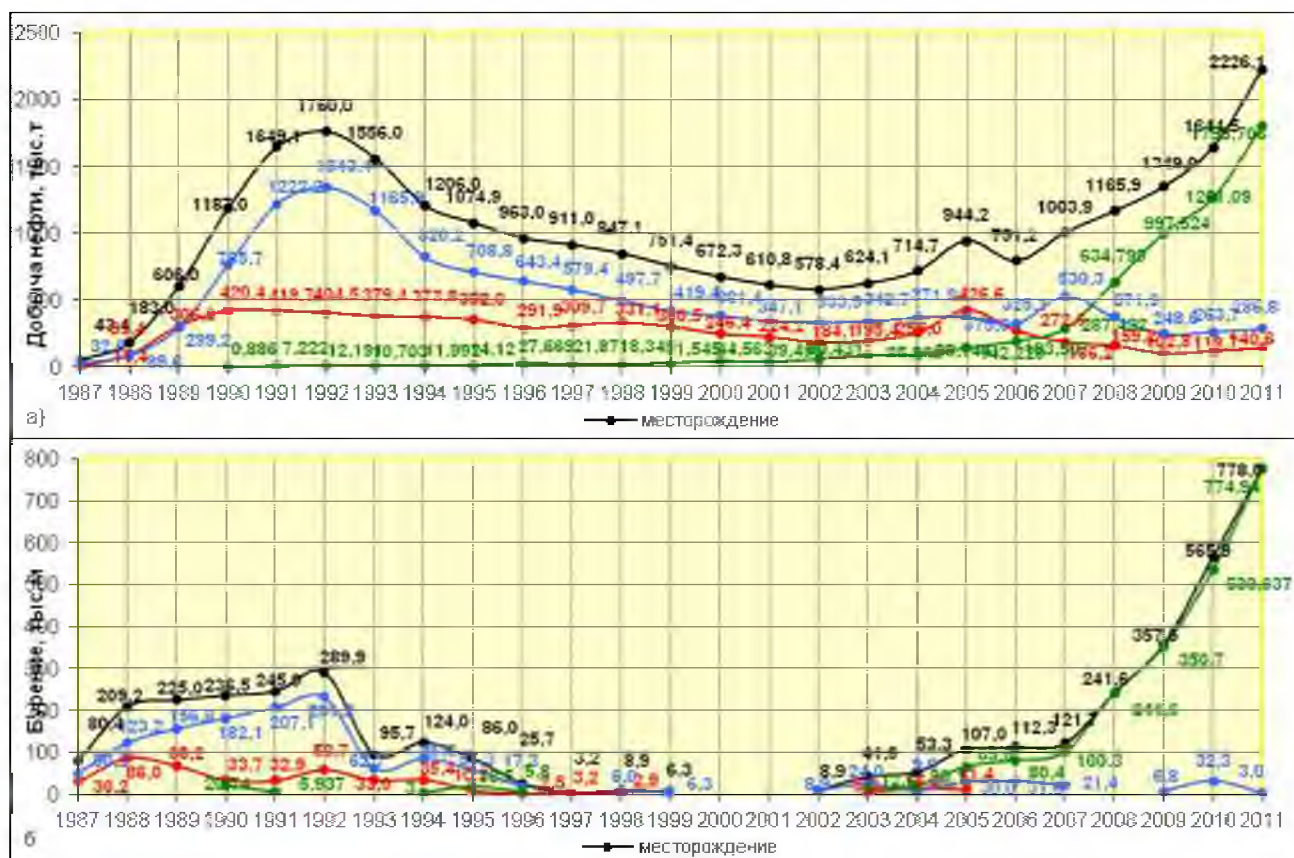


Рисунок 1.1 - Динамика добычи нефти (а) и объемов эксплуатационного бурения (б). Рускинское месторождение.

За весь период эксплуатации на месторождении отмечаются два периода стабилизации добычи жидкости: в 1992-1998 годах на уровне 2.8 млн.т, в 2002-2005 годах на уровне 5.0-5.5 млн.т.

Безводный период эксплуатации на месторождении отсутствует: за первые восемь лет разработки (1987-1994 годы) она достигла 50 %, к 2002 году – 88.5 %. В последующие четыре года обводненность снизилась до 81 – 83 % и стабилизировалась на этом уровне. В 2011 году обводненность продукции скважин составила 80.7 %. Закачка воды на месторождении начата в 1988 году. Максимальный объем – 13.2 млн.м<sup>3</sup> отмечается в 2011

году (рисунок. 1.2). Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды составила 108.6 %, накопленная – 115.4 %.

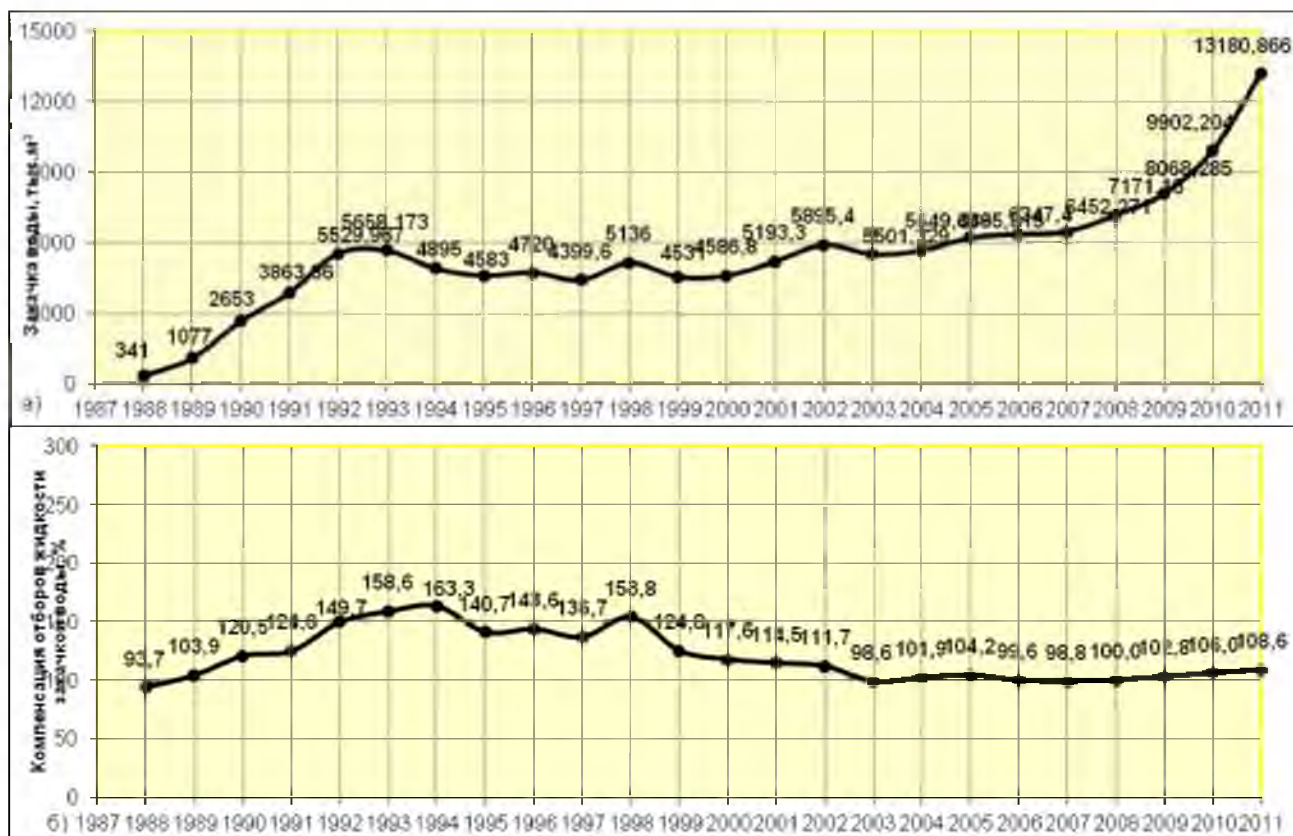


Рисунок 1.2 Динамика объемов закачки воды (а) и компенсации (б). Русскинское месторождение.

### Структура фонда:

Утвержденный проектный фонд по месторождению в целом составляет всего 2455 скважин, в том числе: добывающих – 1539, из них горизонтальных – 65, нагнетательных – 757, контрольных – 9, водозаборных – 30, резервных – 120. По состоянию на 01.01.2012 на месторождении числится 1337 скважин, в том числе: добывающих – 804, нагнетательных – 395, наблюдательных – 7, пьезометрических – 107, водозаборных – 24 (таблица 1.2), основной проектный фонд реализован на 57 %.

### Текущее состояние разработки объекта ЮС<sub>2</sub>

Объект ЮС<sub>2</sub> введен в разработку в 1990 году на основании «Технологической схемы разработки». В 2011 году объем добычи нефти

составил 1798.7 тыс.т, добычи жидкости – 3778.5 тыс.т, закачки воды – 6547.6 тыс.м<sup>3</sup>, текущая компенсация отбора жидкости закачкой воды – 155.9 %, накопленная – 155.6 % (таблица 1.2).

По состоянию на 01.10.2012 проектный фонд скважин на объекте реализован на 45 % и составляет 798 скважин, в том числе добывающих – 723. Объект ЮС<sub>2</sub> представлен двумя пластами ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup> и характеризуется сложным строением как по разрезу, так и по площади простираения.

Таблица 1.2 - Основные показатели разработки пласта ЮС<sub>2</sub>.

№ п/п	Показатели разработки	Объект ЮС <sub>2</sub>
1	Год ввода в разработку	1990
2	Текущая добыча нефти, тыс.т/год	1798,7
	Доля в общем объеме добычи месторождения, %	80,8
3	Накопленная добыча нефти, тыс.т	5791,0
	Доля в общем объеме добычи месторождения, %	23,1
	Начальные извлекаемые запасы (НИЗ) нефти, тыс.т	44440,0
4	Доля НИЗ залежи в общем объеме запасов нефти месторождения, %	61,3
	Отбор от НИЗ, %	13,0
	Темп отбора от НИЗ, %	4,0
	Текущие извлекаемые запасы (ТИЗ) нефти, тыс.т	38649,0
	Доля ТИЗ залежи в общем объеме запасов нефти месторождения, %	79,9
5	Темп отбора от ТИЗ, %	4,4
	Текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), доли ед.	0,029
	Утвержденный КИН, доли ед.	0,219
	Начальные геологические запасы (НГЗ) нефти, тыс.т	202478,0
6	Доля в общем объеме запасов месторождения, %	74,8
	Текущая добыча жидкости, тыс.т/год	3778,5
	Накопленная добыча жидкости, тыс.т	10185,7
	Текущая обводненность, %	52,4
	Текущий водонефтяной фактор, т/т	1,1
7	Накопленный водонефтяной фактор, т/т	0,8
	Действующий фонд добывающих скв., ед.	575
8	Средний дебит нефти, т/сут	10,9
	Средний дебит жидкости, т/сут	22,9
9	Текущая закачка воды, тыс.м <sup>3</sup> /год	6547,6
	Накопленная закачка воды, тыс.м <sup>3</sup>	17954,5
	Текущая компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	155,9
	Накопленная компенсация отборов жидкости закачкой воды, %	155,6

Средняя начальная нефтенасыщенная толщина по исследованным скважинам составляет 6.6 м.

### **Анализ выработки запасов нефти объекта ЮС<sub>2</sub> методами ГИС**

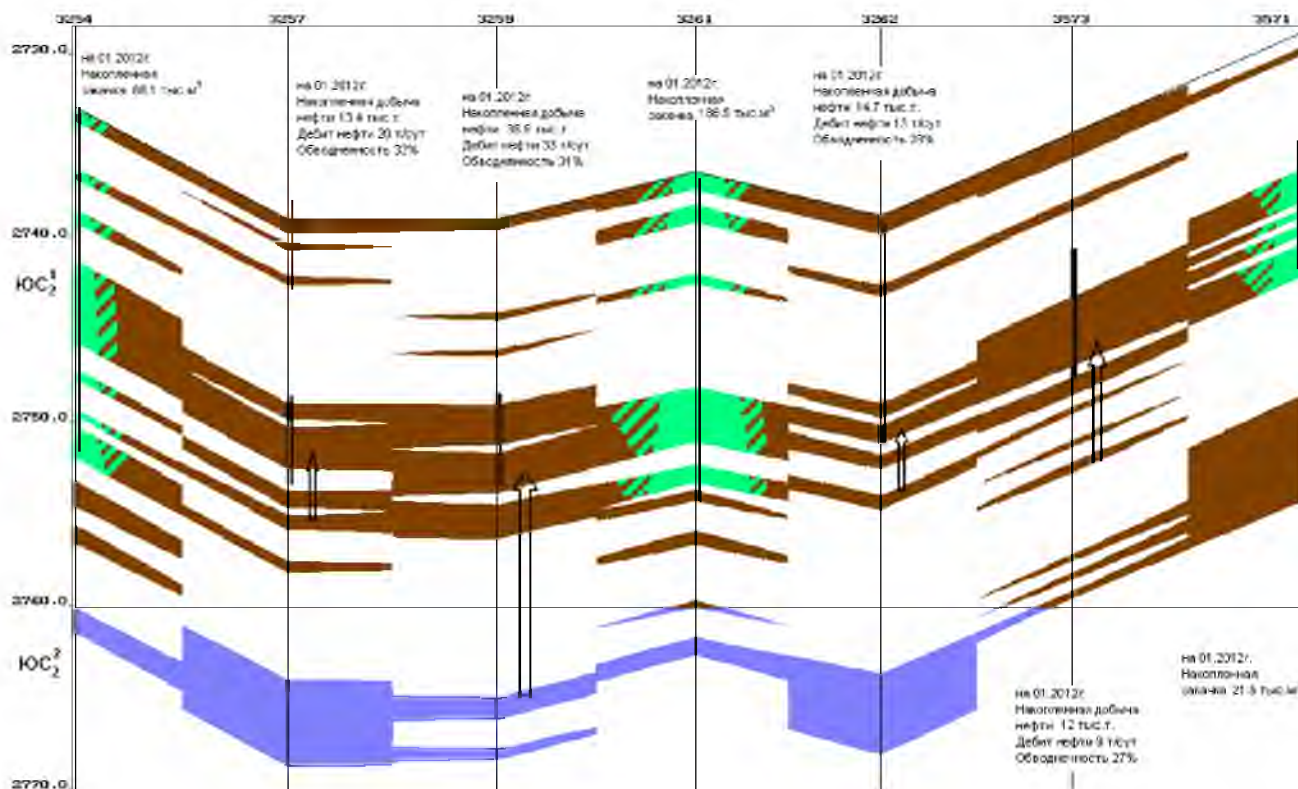
Перфорацией вскрыто 66 % эффективной нефтенасыщенной части пласта. Неполное вторичное вскрытие связано с близостью слабонасыщенных интервалов и водонасыщенной части пласта ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup>. В 152 добывающих скважинах (69 % исследованного фонда) отмечается участие в работе неперфорированных интервалов.

Источник обводнения был определен в 45 % добывающих скважин. По некоторым скважинам присутствует несколько источников обводнения. Основной источник обводнения — переток из водонасыщенной или слабонефтенасыщенной толщины пластов ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> и ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup> (отмечается в 37 скважинах). Подтягивание контактной воды из водонасыщенной или слабонефтенасыщенной толщины отмечается в шести скважинах. Влияние нагнетаемой воды на обводненность продукции выявлено в 27 скважинах.

Большая часть скважин, по которым не определен источник обводнения, изначально работают обводненной продукцией, содержание воды в которой на протяжении длительного времени практически не снижается и даже увеличивается, а потому не может быть обусловлено выносом воды ГРП и фильтрата бурового раствора. Возможны два источника обводнения. Во-первых, неверная оценка коэффициента нефтенасыщенности пласта, особенно в его подошвенной части, которая не перфорирована, но участвует в работе вследствие перетока в интервал перфорации. Во-вторых, не исключены перетоки из водонасыщенной части пластов ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup> и ЮС<sub>3</sub>, которые могли быть не выявлены по следующим причинам: отсутствие перетока на этапе освоения скважины (основной объем ПГИ проведен сразу после освоения), отсутствие зумпфа, развитие вертикальных трещин на значительном удалении от скважины. Примеры выработки и заводнения толщины объекта ЮС<sub>2</sub> приведены на рисунке 1.3.



### Линия скважин №3254 - №3571(южная часть площади)



### Линия скважин №546 - №680 (восточная часть площади)

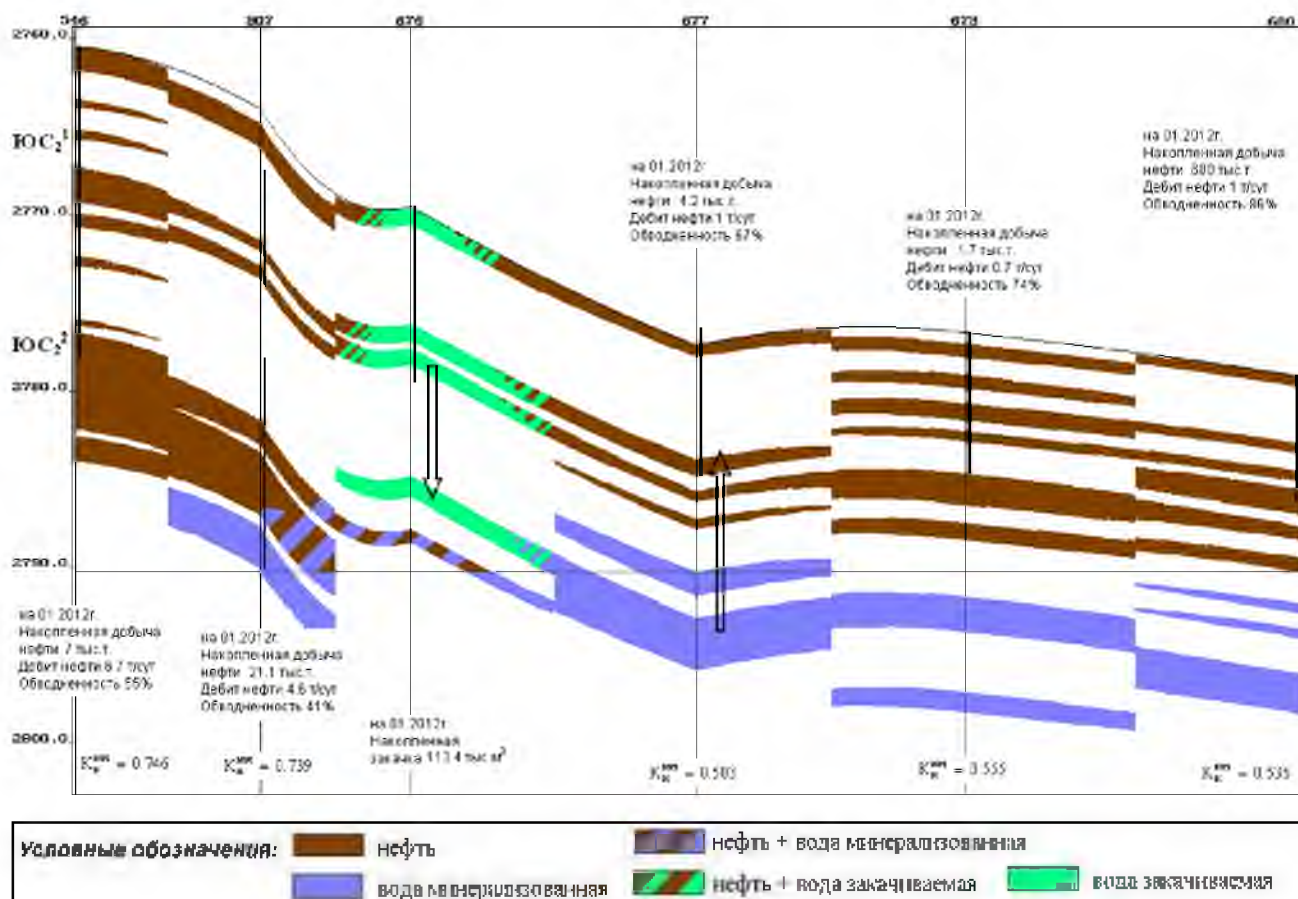


Рисунок 1.3. Примеры выработки запасов нефти объекта ЮС2.



На профиле по линии скважин №3254–№3571 южная часть площади, во всех добывающих скважинах отмечается участие в работе неперфорированных интервалов подошвы пласта, в скважине №3259 выявлен заколонный переток воды из пласта ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup>.

На профиле по линии скважин №546–№680 восточная часть площади, основным источником обводнения продукции является пониженная нефтенасыщенность пласта. Коэффициент нефтенасыщенности скважин №677, 679, 680 в среднем не превышает 0.55. В добывающей скважине №677 и нагнетательной скважине №676 отмечается межпластовый заколонный переток. Скважина №546 не исследована, источник обводнения не определен.

### Трассерные исследования

С целью установить гидродинамическую связь между нагнетательными и добывающими скважинами, а также определить скорость и направления фильтрационных потоков нагнетаемой воды в 2010–2011 годах выполнены исследования по закачке индикаторной жидкости.

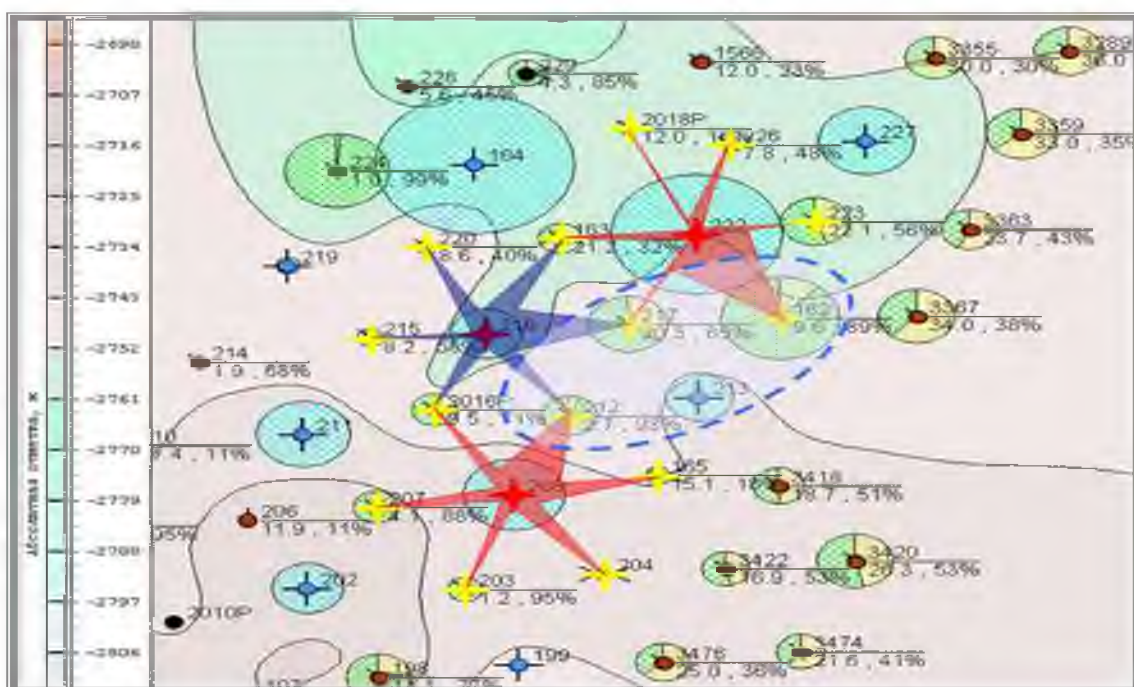


Рисунок 1.4 - Трассерные исследования.

В процессе исследований была установлена гидродинамическая связь нагнетательных скважин со всеми контрольными скважинами участка (рисунок 1.4). Во всех контрольных скважинах трассер был обнаружен через двое суток после закачки в нагнетательную скважину. Скорость движения индикатора высокая, что свидетельствует о наличии в межскважинном пространстве сети высокопроницаемых каналов – каналов низкого фильтрационного сопротивления (НФС), объем трассера сначала резко увеличился, а затем остается практически одинаковым до конца исследований. Такой тренд характерен для системы взаимосвязанных трещин естественного и техногенного вида.

Влияние высокопроницаемых путей фильтрации на обводнение добывающих скважин незначительно. Таким образом, основной источник обводнения продукции скважин пластовая вода, чему способствует и гидроразрыв пласта.

### **Эффективность реализуемой системы разработки**

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

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

На всех системах разработки проводился ГРП на стадии строительства скважин.

Исходя из накопленного опыта проведения опытно-промышленных работ на объекте ЮС<sub>2</sub> Русскинского месторождения очевидно, что из

применённых технологий наиболее эффективно применение наклонно-направленных скважин с проведением в добывающих скважинах на стадии освоения большеобъёмного ГРП.

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

- накопленная добыча нефти – 5791 тыс.т;
- отбор от НИЗ – 13 %;
- текущий КИН – 0.029 при утвержденном – 0.219;
- накопленный водонефтяной фактор – 0.8 т/т;
- степень прокачки – 0.046.

**Пласт ЮС1** представлен основной залежью, расположенной в центре месторождения, и небольшими залежами, имеющими разные фильтрационно-емкостные свойства. В настоящее время эксплуатационное бурение ведется на нижележащий пласт ЮС2, по ходу которого уточняется структура и свойства ЮС1. Таким образом появляется возможность вовлекать в разработку небольшие залежи пласта ЮС1 с применением систем ОРЭ. В дополнение к проекту разработки в 2012 году впервые включено применение технологий ОРД и ОРЗ.

## **1.2. Анализ технико-экономической эффективности совместно-раздельной добычи пластового флюида и закачки в пласты многопластового объекта на примере Рускинского нефтяного месторождения.**

Рассмотрим район нагнетательной скважины 595 Рускинского месторождения (рисунок. 1.5). Сначала объекты ЮС1/1 и ЮС2/1 разрабатывались разными сетками, но в силу получения малого дебита по скважинам 1883Гр и 1889Гр бурение на пласт ЮС1/1 признано нерентабельным.

Сегодня на данном участке проводятся опытно-промышленные работы по внедрению ОРЭ. ППД обеспечивает скважина ОРЗ 595, закачка ведется по двум лифтам, в скважины 589 и 605 спущены компоновки ОРД с клапаном-отсекателем с гидравлическим приводом. Параметры работы скважин в таблице 1.3.

Таблица 1.3. Параметры работы скважин.

Скважина	Назначение	Пласт	Qж, м3/сут	Qн, т/сут
595	ОРЗ	ЮС1/1	150	
		ЮС2/1	130	
		всего	280	
589	ОРД	ЮС1/1	17	11,8
		ЮС2/1	14	9,4
		всего	31	21,2
605	ОРД	ЮС1/1	20	15,9
		ЮС2/1	15	11,2
		всего	35	27,1
1883Гр	доб	ЮС1/1	5	1
1889Гр	доб	ЮС1/1	14	7,8

Таким образом, благодаря внедрению ОРЭ, удалось начать отбор тех запасов, разработка которых ранее считалась экономически нецелесообразной.

Расчет фактического экономического эффекта произведен по скважине 589 ОРЭ рассмотренного района Рускинского месторождения (таблица 1.4). Экономическая эффективность от внедрения ОРД составила 4,5 млн. рублей, затраты на капитальный ремонт по приобщению пласта ЮС1 окупались в первый год после внедрения ОРЭ.

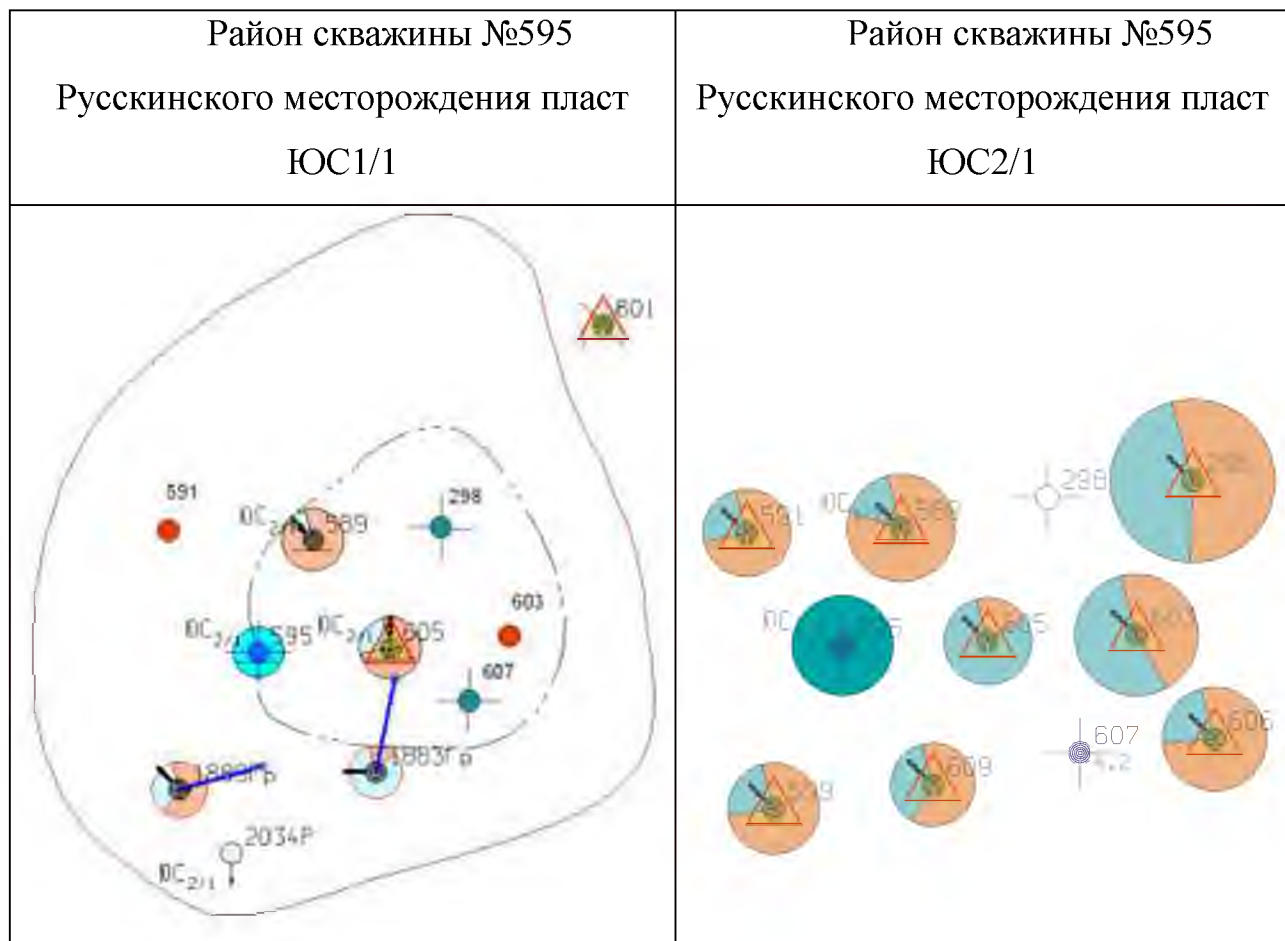


Рисунок 1.5. Карты текущего состояния разработки района скважины 595 пластов ЮС1/1 и ЮС2/1

### 1.3. Обзор и систематизация современного состояния одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений.

Вопросам одновременно раздельной разработки посвящено множество трудов инженеров и ученых: Афанасьев В.А., Барышников А.В., Воробьев В.Д., Гарипов О.М., Гарифов К.М., Захаров И.В., Киреев А.М., Кременецкий С.Г., Максutow Р.А., Сидоренко В.В., Шаймарданов Р.Ф. и др [2, 42, 48, 49, 50, 63, 70, 71, 72, 120]. Рассмотрены конструкции оборудования, предлагаемые заводами-изготовителями, собран опыт внедрения нефтяных компаний России и зарубежья.

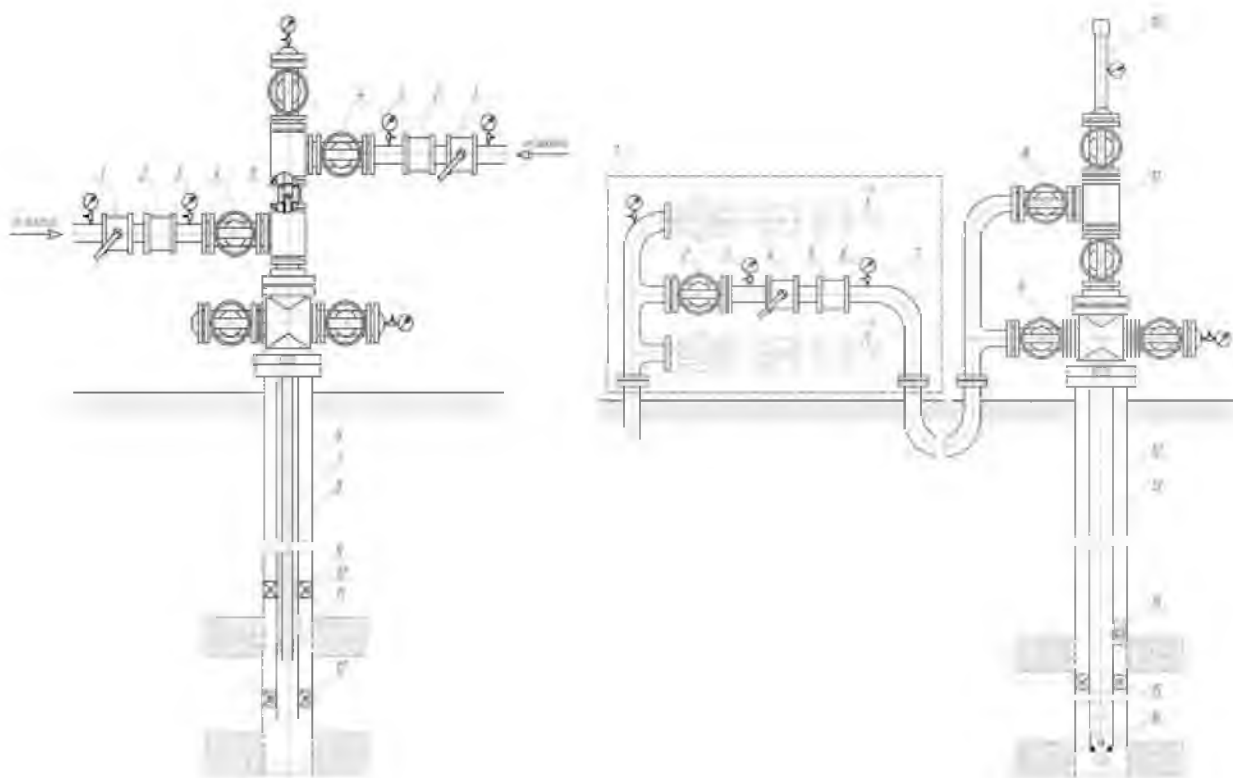
1.3.1. Одновременно-раздельная закачка воды в несколько пластов через одну скважину активно применяется в последние годы во многих

Таблица 1.4 - Расчет экономического эффекта от дополнительной добычи нефти при ОРЭ.

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Предварительный расчёт	
			базовый вариант	сравниваем-мый вариант
1	Объем внедрения	скв.	0	1
2	Объем дополнительной добычи нефти	тн	-	3853,00
3	Условно-постоянные расходы	руб.	-	2804,94
4	Затраты на проведение КРС	руб.	-	5478287,48
6	Количество замеров в год	замер	-	48
7	Время работы компрессора+ время в пути	час	-	5,00
8	Тариф компрессора (КАМАЗ-52338 СДА-10/251)	руб.	-	1294,70
9	Коэффициент превышения фактических расходов над тарифами (факт с мая по декабрь 2011г.)	%	-	1,24
10	Тариф компрессора (КАМАЗ-52338 СДА-10/251)	руб.	-	1359,40
11	Коэффициент превышения фактических расходов над тарифами (факт с января - апрель 2012г.)	%	-	1,26
12	Транспортные затраты	руб.	-	16591,36
13	Условные затраты на проведение замеров	руб.	-	796385,28
14	Итого затраты на проведение КРС и замеров	руб.	-	6274672,76
15	Экономия за счет условно-постоянных расходов	руб.	-	10807433,82
16	Годовой экономический эффект	руб.	4532761,06	

компаниях. Испытаны однолифтовые и двухлифтовые компоновки подземного оборудования (рисунок. 1.6). Определены оптимальные системы для существующих организационно-технических условий, показавшие

высокий уровень надежности, разработан стандарт предприятия по работе с ОРЗ [98].



Двухлифтовая компоновка  
нагнетательной скважины для ОРЗ  
воды в два пласта

Однолифтовая компоновка  
нагнетательной скважины для ОРЗ воды  
в два пласта (дресселирование нижнего  
пласта)

1 - регулятор расхода; 2 - расходомер; 3 - манометр; 4 - задвижка; 5 - планшайба подвески внутренней колонны труб; 6 - эксплуатационная колонна; 7 - внешняя колонна труб; 8 - внутренняя колонна труб; 9 - верхний пакер; 10 - фильтр; 11 - разъединитель; 12 - нижний пакер

1 - водораспределительная гребенка; 2 - задвижка входная; 3, 6 - манометры; 4 - регулятор расхода; 5 - расходомер; 7 - водовод нагнетательный; 8 - задвижка линейная; 9 - задвижка затрубная; 10 - лубрикатор; 11 - устьевая арматура; 12 - эксплуатационная колонна; 13 - колонна НКТ; 14 - КОРЗ; 15 - пакер; 16 - дрессель нижнего пласта.

Рисунок 1.6 - Схемы компоновок ОРЗ

Двухлифтовая схема ОРЗ позволяет осуществлять полный комплекс гидродинамических исследований скважины (ГДИС), производить работы с пластом с использованием различных химических составов, контролировать и оперативно регулировать процесс ППД. Поэтому ОРЗ с двумя лифтами определена как универсальная и наиболее удобная в эксплуатации схема для одновременно-раздельной закачки воды в два пласта.

Существуют решения по ОРЗ и в три пласта, некоторые из них даже внедряются в небольшом объеме. Однако широкого внедрения не происходит из-за сложности оборудования, а также из-за меньшей актуальности данной задачи, чем закачка в два пласта.

### **1.3.2 Оборудование для одновременно-раздельной добычи нефти**

В отличие от ОРЗ, где технологии позволяют выбрать оптимальный вид оборудования и внедрять его повсеместно, конструкции одновременно-раздельной добычи не так универсальны.

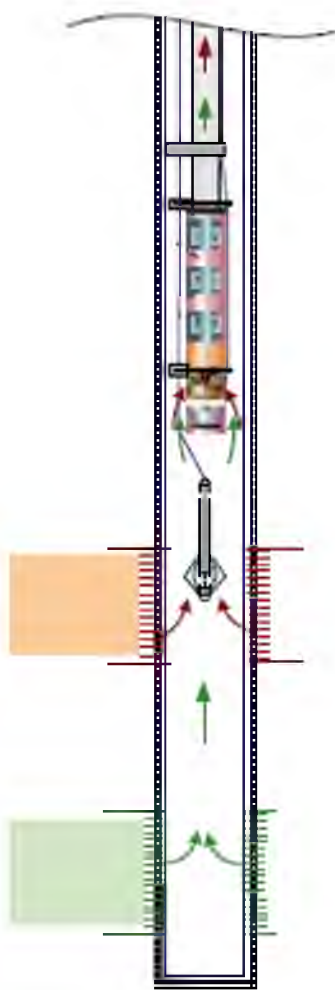
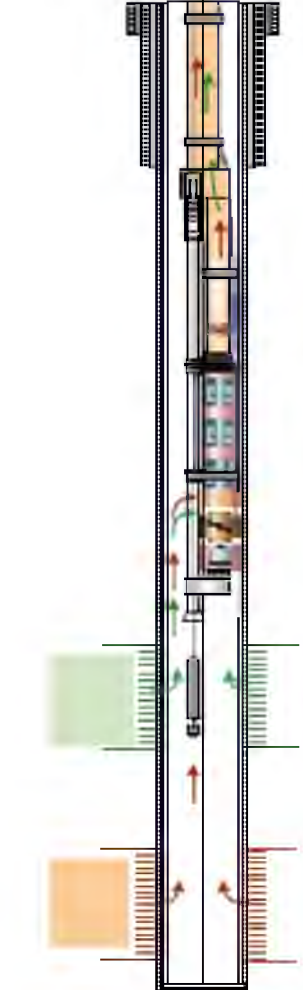
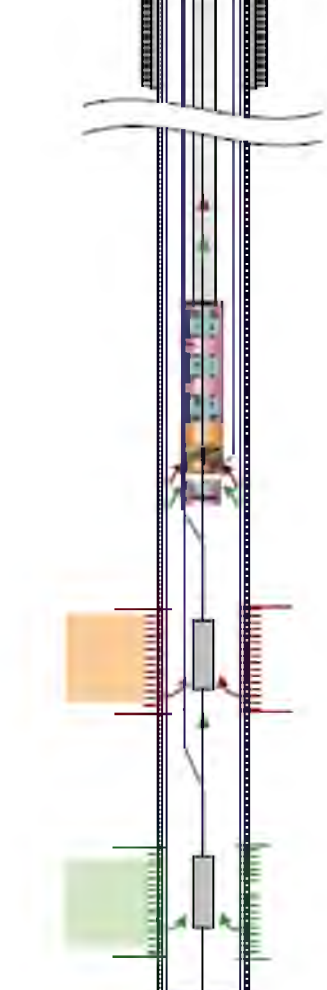
По методам контроля выработки запасов конструкции ОРЭ разделяются согласно таблице 1.5.

В компоновках с одним насосом и геофизическими приборами (таблица 1.5) совместный учет выработки запасов осуществляется прямым способом, отдельно по пластам ведется косвенный учет продукции по данным геофизических приборов. Данные схемы оправдали себя при исследовании отдельных пропластков одного объекта разработки, но они не применимы при разобщении отдельных объектов.

Учет продукции скважины при ОРЭ с двумя насосами (таблица 1.6) ведется либо по отдельным лифтам, либо попеременной остановкой одного из насосов. Для устойчивой работы подземного оборудования необходим приток из пластов, обеспечивающий постоянную работу насосов.



Таблица 1.5. - ОРЭ с одним насосом и геофизическими приборами

ЭЦН + подвижный геофизический прибор	ЭЦН + Y-Tool	ЭЦН + подвесные геофизические приборы
		

ОРЭ с разобщением пластов для замера (таблица 1.7) - при нормальной работе флюид двух пластов смешивается в скважине и поднимается одним насосом. При раздельном замере кратковременно перекрывается один из пластов и с неизменной депрессией отрабатывается второй пласт, производится замер всех текущих параметров. Конструкции позволяют эффективно разрабатывать низкопродуктивные пласты, повышать рентабельность скважин.

Таблица 1.6 - ОРЭ с двумя насосами

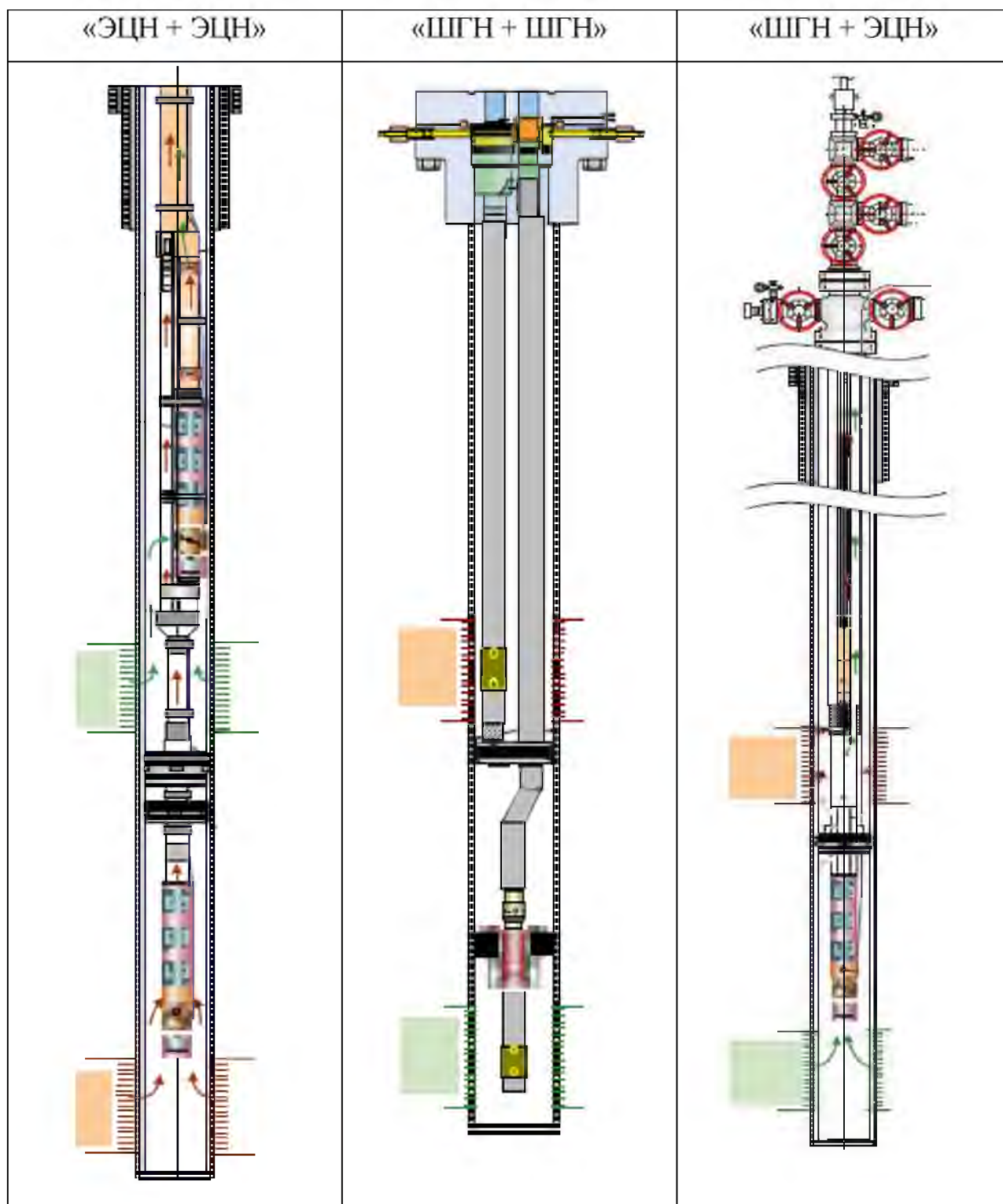
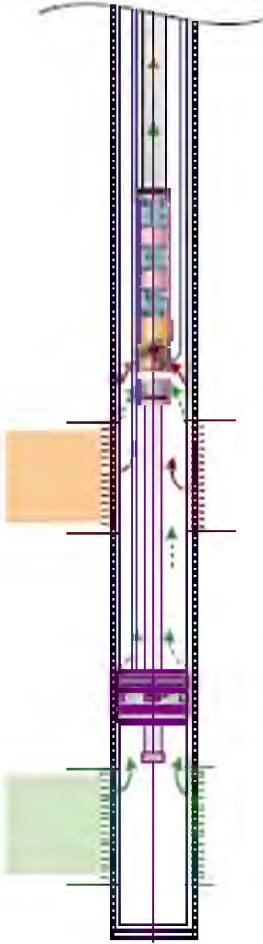
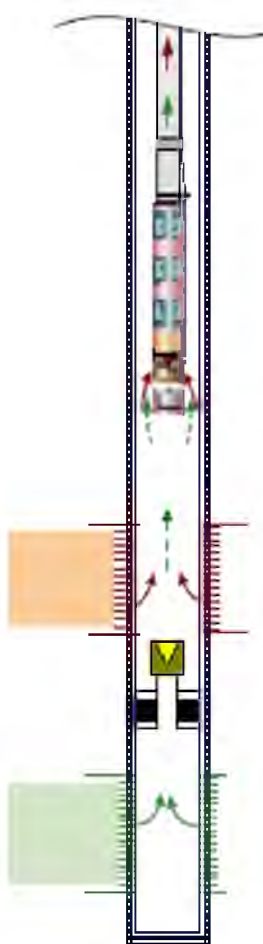
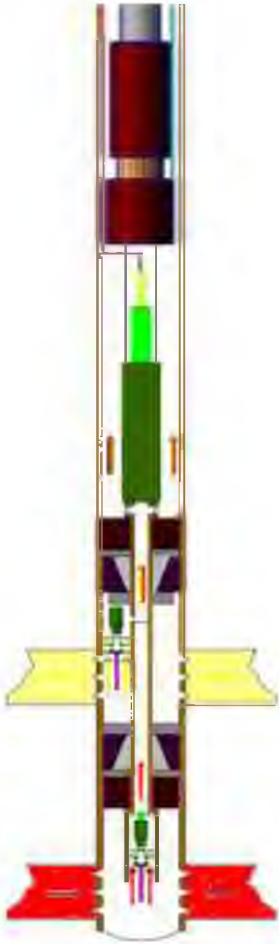


Таблица 1.7 - ОРЭ с разобщением пластов для замера

«ЭЦН + расширяющийся пакер»	«ЭЦН + клапан-отсекатель»	ЭЦН + двухклапанная система
		

## **1.4. Обзор современных методов контроля разработки многопластовых объектов нефтяных месторождений при одновременно-раздельной эксплуатации (геофизические, гидродинамические и промысловые).**

### **1.4.1. Геофизические методы исследования скважин при совместной разработке пластов**

В условиях совместной разработки многопластовых объектов термометрия является основным методом геофизических исследований скважин для контроля темпа выработки каждого из пластов. Этот метод основан на регистрации распределения температуры по глубине и изменения ее во времени. Первые исследования скважин путем регистрации температуры в скважинах были выполнены в начале 20 века Голубятниковым максимальным термометром на Апшеронском полуострове. Во второй половине 20 века термометрия активно и глубоко в теоретическом и методическом плане изучалась советскими, позже российскими и зарубежными учеными. Значительный вклад в развитие теоретических аспектов термометрии внесли ученые и исследователи Башкирии и Татарстана, позже специалисты Западной Сибири. Значительный вклад в развитие термометрии для контроля разработки нефтегазовых месторождений внесли такие ученые как: Лапук Б.Б., Непримеров Н.Н., Балакиров Ю.А., Блинов А.Ф., Валиуллин Р.А., Вахитов Г.Г., Дахнов В.Н., Дияшев Р.Н., Добрынин В.М., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Максимов В.М., Мехтиев Ш.Ф., Мирзажданзаде А.Х., Проселков В.М., Пудовкин М.А., Рамазанов А.Ш., Рубинштейн Л.И., Телков А.П., Федоров В.Н., Шарафутдинов Р.Ф., Чекалюк Э.Б. и др. [4, 5, 13, 14, 22, 23, 24, 27, 28, 32, 33, 35, 47, 53, 57, 58, 62, 65, 66, 67, 73, 81, 82, 87, 100, 127].

Одновременно с развитием теории термометрии и формирующихся требований к аппаратуре для скважинных исследований получили развитие

методы и технические средства для измерения температуры. Большой вклад в развитие аппаратуры для термодинамических исследований скважин внесли такие отечественные ученые как: Басик Я.Н., Васильевский В.Н., Жувагин Н.Г., Коловертнов Ю.Д., Комаров С.Г., Петров А.И., Степанов А.Г. и др. [9, 26, 28, 40, 41, 74, 80 ].

Достоинствами термометрии являются:

- высокая чувствительность, позволяющая выделять слабый приток пластового флюида;
- цемент и колонна «прозрачны» для температурного сигнала;
- температурное поле в окрестности ствола скважины инерционно, что позволяет анализировать постэксплуатационные эффекты.

Различают естественные и наведенные температурные поля в окрестности ствола скважины [23, 33, 66, 67, 81, 82]. Естественное температурное поле формируется в результате естественного градиента температурного поля Земли, фильтрации пластовой жидкости (нефти и воды) и газа к стволу скважины, движения жидкости с различной температурой по стволу скважины. Искусственное тепловое поле создается заполнением скважины охлажденным или нагретым раствором.

На практике естественное не возмущенное тепловое поле практически не встречается. Уже при первичном вскрытии продуктивного пласта вносится тепловое возмущение в естественное поле Земли путем охлаждения пласта более холодной промывочной жидкостью. Сравнивая термограммы искусственного теплового поля с естественной геотермой Земли, изучаемого в длительно простаивающих скважинах, анализируют интервалы притока или поглощения продуктивного пласта. Термограммы накладываются друг на друга и в точке пересечения температура раствора равна температуре породы. Выше точки равенства температур порода пласта охлаждена промывочной жидкостью, а ниже порода более нагрета, чем раствор. Учитывая, что в интервале охлаждения породы пласт поглотил более

холодную жидкость, то по этому параметру можно сделать вывод о проницаемой части коллектора.

Другим способом изучения продуктивного пласта является многократная регистрация термограмм в исследуемой скважине через определенные промежутки времени. Положение точки равенства температур определяется на всех зарегистрированных температурных кривых. По скорости смещения точки равенства температур судят о темпе поглощения или скорости притока пластового флюида. Это явление лежит в основе обработки и интерпретации активности породы продуктивного коллектора.

В добывающих скважинах вследствие продолжительного дроссельного эффекта на термограммах выделяются аномалии пониженных температур для газовых скважин или повышенных температур для нефтяных скважин независимо от депрессии на забое скважины. Это явление лежит в основе метода определения работающих интервалов пласта и нефте-водопритоков, а также удельного дебита каждого из продуктивных пластов при их совместной разработке [60, 73].

На практике определение продуцирующих интервалов продуктивных пластов осуществляется как в квазистационарных условиях (в эксплуатационных скважинах при их длительной работе), так и в нестационарных условиях (при освоении скважин или изменении режима работы скважины). Основными эффектами, характеризующими изменение температуры в стволе скважины при проведении термодинамических исследований, направленных на изучение локальных тепловых полей (определение работающих интервалов) являются [57, 58, 60]:

- адиабатический эффект расширения (сжатия) флюида в стволе скважины при изменении режима ее работы;
- дроссельный эффект в интервалах притока;
- баротермический эффект [22, 23];
- калориметрическое смешивание.

Дроссельный эффект наблюдается только при условии установившейся фильтрации пластового флюида в окрестности ствола скважины. Физический смысл заключается в изменении температуры при медленном стационарном протекании флюида через пористую перегородку (рисунок 1.7).

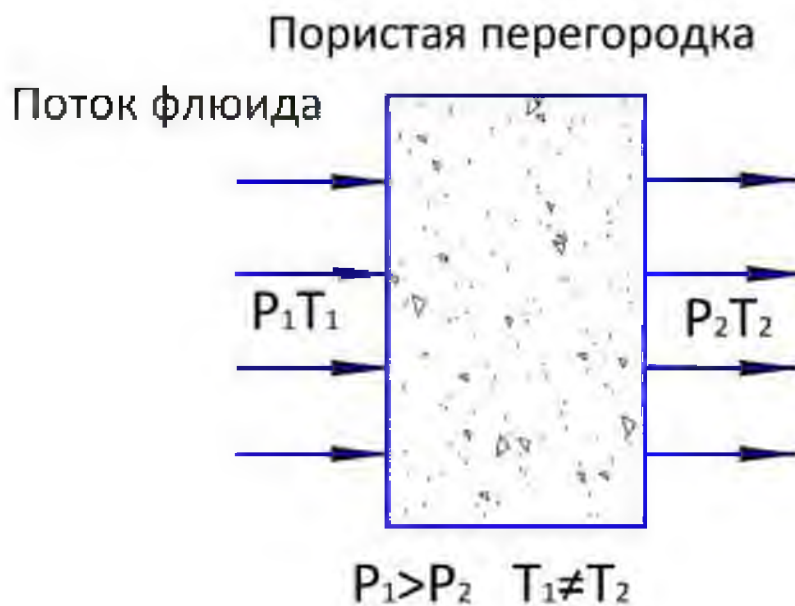


Рисунок 1.7 – Условие проявления дроссельного эффекта

Дроссельный эффект на стенке скважины можно представить формулой:

$$\xi = \frac{T_{пл} - T_{скв}}{P_{пл} - P_{заб}}, \quad (1.1)$$

где  $\xi$  – коэффициент Джоуля-Томсона;  $T_{скв}$  – температура пластового флюида на стенке ствола скважины,  $T_{пл}$  – пластовая температура,  $P_{пл}$  и  $P_{заб}$  – пластовое и забойное давление.

Коэффициент Джоуля-Томсона определяют лабораторными методами для каждого типа флюида (воды, нефти, газа) в лабораторных условиях по формуле:

$$\xi = \frac{V}{C_p} (1 - \alpha T), \quad (1.2)$$

где  $V$  – удельный объем исследуемой жидкости или газа,  $\alpha$  – коэффициент термического расширения,  $C_p$  – изобарная теплоемкость

флюида,  $\frac{V}{C_p}$  – характеризует диссипацию энергии за счет внутреннего трения,  $\alpha T$  – характеризует изменение температуры при расширении флюида.

Уравнение (1.2) иллюстрирует тот факт, что коэффициент Джоуля-Томсона индивидуален не только для каждого типа пластового флюида, но и определяется компонентным составом для углеводородов (нефти и газа), а также минерализацией пластовой воды. Коэффициент положителен для жидкости и отрицателен для газа. Средняя величина коэффициента Джоуля-Томсона для вода равна 0,2 град/МПа и изменяется в диапазоне  $\pm 0,1$  град/МПа, для нефти в среднем 0,4 град/МПа и может изменяться в диапазоне  $\pm 0,3$  град/МПа, для газа средняя величина – 3 град/МПа, а диапазон изменения до  $\pm 2,5$  град/МПа [29]. Это, по сути, означает, что нет никакой возможности без детальных лабораторных исследований определить количественные характеристики притока пластового флюида, поскольку даже для жидкой фазы (нефти и воды) величина температурной аномалии, вызванной дроссельным эффектом, может перекрываться в диапазоне  $\pm 0,2$  град/МПа, что не позволяет идентифицировать тип пластового флюида, притекающего в ствол скважины.

Кроме того, такие явления, как снижение забойного давления ниже давления насыщения, приводящее к выделению газа в призабойной зоне пласта и стволе скважины (рисунок 1.8) приводит к тому, что коэффициент Джоуля-Томсона, вызванный дроссельным эффектом фильтрации жидкости поглощается отрицательным его значением, обусловленным фильтрацией газа. Это не позволяет идентифицировать тип пластового флюида, притекающего в ствол скважины и вносит существенные ограничения в возможности термодинамических исследований для определения интервала притока пластового флюида.

Однако, даже при отсутствии значения коэффициента Джоуля-Томсона, определенного в лабораторных условиях для конкретного состава



нефти одновременное или последовательно во времени определяя температурную аномалию для одной и той-же среды позволяет дифференцировать приток пластового флюида в различных интервалах пласта вдоль ствола скважины.

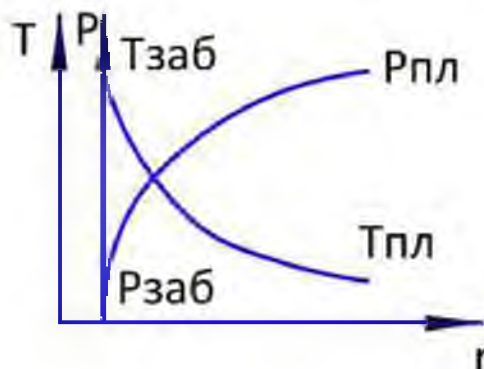


Рисунок 1.8 – Коэффициент Джоуля-Томсона при разгазировании пластовой нефти

При вызове притока пластового флюида в ствол скважины, а также при закачивании в пласт воды на формирование температурного поля в стволе скважины и околоскважинного пространства значительное влияние оказывает эффект калориметрического смешивания флюида с различной температурой в интервалах притока. Этот процесс можно описать уравнением [22, 28]:

$$Q_{\epsilon} \cdot c_{\epsilon} (T_{\epsilon} - T_{см}) = Q_{пл} \cdot c_{пл} (T_{см} - T_{ex}), \quad (1.3)$$

где  $Q_{\epsilon}$  – расход флюида, поступающего в интервал смешения по стволу (восходящий),  $Q_{пл}$  – расход флюида, поступающего из пласта,  $T_{\epsilon}$  – температура восходящего потока,  $T_{ex}$  – температура на входе из пласта,  $T_{см}$  – температура флюида после смешивания,  $c_{\epsilon}$  – теплоемкость восходящего флюида,  $c_{пл}$  – теплоемкость флюида, поступающего из пласта.

Теплообмен флюида с породами вне интервалов притока описываются выражениями [28, 32]:

$$T_c = T_z \mp \Gamma_n + (M \pm \Gamma) \cdot B \cdot [1 - \exp(-z/B)] + \Delta T_0 \cdot \exp(-z/B); \quad (1.4)$$

$$M = \varepsilon |dP/dz| - g/c_p; B = c_v Q \cdot f(F_o) / 2\pi\lambda_n;$$

$$f(F_o) = l(1 + \sqrt{\pi F_o}); \Delta T_0 = T_z - T_c, \quad (1.5)$$

где  $z$  – вертикальная координата, совпадающая с направлением движения флюида и отсчитываемая от границы интервала притока,  $T_z$  и  $T_c$  – температура геотермическая и в стволе скважины при  $T=0$ ;  $\Gamma$  – геотермический градиент в интервале  $(0; z)$ ,  $F_o$  – длительность работы или перетока скважины;  $c_v$  и  $c_p$  – теплоемкость флюида при постоянном объеме и давлении;  $\lambda_n$  – теплопроводность пород;  $Q$  – массовый расход флюида;  $g$  – ускорение свободного падения.

Известные методы определения работающих интервалов и относительных дебитов совместно эксплуатируемых пластов, основаны на регистрации величины аномалий температуры, вносимых каждым продуктивным пропластком [23, 28] и могут быть проиллюстрированы рисунками 1.9а и 1.9б.

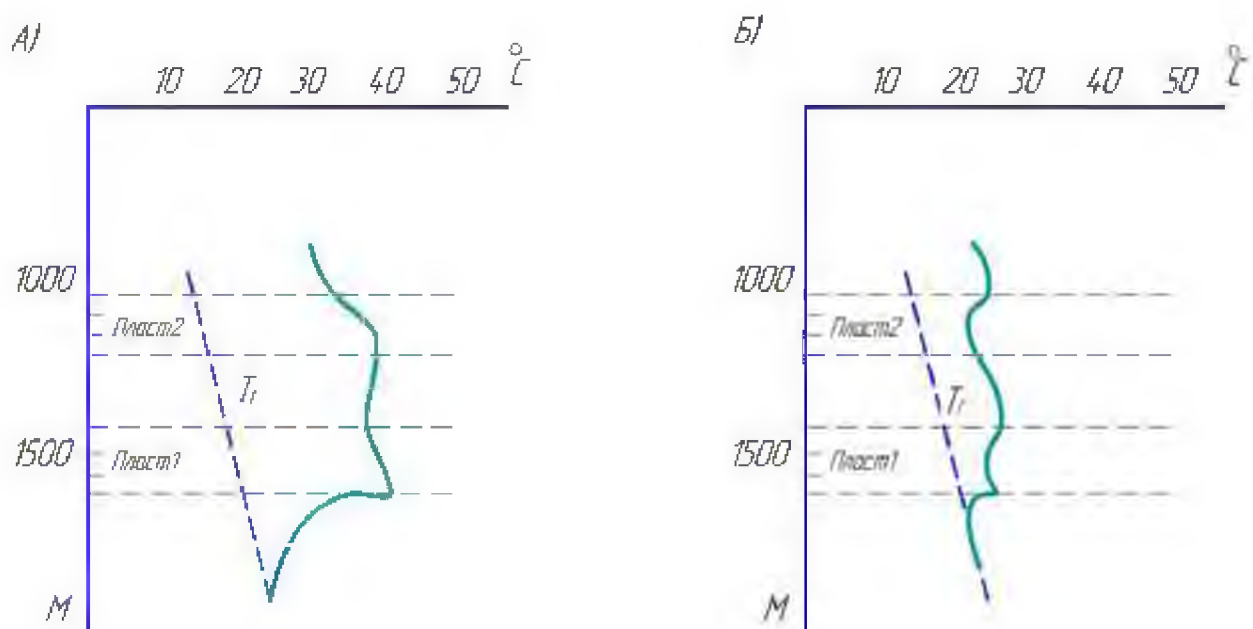


Рисунок 1.9 - Дроссельная аномалия напротив пласта П1, отрицательная калориметрическая аномалия (а), положительная калориметрическая аномалия (б) напротив пласта П2.  $T_g$  – геотерма

Такая технология термодинамических исследований скважины обеспечивает определение работающих интервалов пласта только если регистрируется как температура напротив работающих интервалов ( $T_{ex}$ ), так и между интервалами ( $T_{cm}$ ), а также температура восходящего потока над всеми продуктивными интервалами ( $T_e$ ). При этом должно обеспечиваться условие стационарности притока.

Выделение термодинамических эффектов невозможно при нестационарной фильтрации, затухающем или развивающемся притоке, обусловленными остановкой или пуском скважины в работу, поскольку известные технологии предусматривают подвижный термометр на фоне изменяющихся процессов в стволе скважины. Таким образом, указанные технологии не применимы для низкодебитных механизированных скважин.

Термодинамические исследования скважин в условиях нестационарности притока эффективны и информативны при неподвижной установке приборов в интервалах притока [103, 104, 105]. Если соблюдается условие заполнения ствола скважины пластовой жидкостью, то калориметрический эффект смешивания в интервалах притока определяется линейной или объемной скоростью движения флюида в стволе. На основе этого, определяют удельный дебит каждого пласта многопластовой скважины [73, 104]:

$$q_i = q_e \left[ \frac{T_e - T_{cm}}{T_{cm} - T_{ex}} \right]_i, \quad (1.6)$$

где  $q_i$  – удельный дебит  $i$ -го пропластка,  $q_e$  – дебит восходящего потока,  $T_e$  – температура восходящего потока,  $T_{cm}$  – температура смешивания,  $T_{ex}$  – температура на входе в ствол (рисунок 1.10) [105].

Термодинамические исследования по указанной технологии рекомендуется проводить с учетом факторов, оказывающих влияние на распределение температуры в скважине: инерционностью используемых скважинных термометров; длительности возмущения; тепловой истории скважины, обусловленной бурением, цементированием, перфорацией и т.д.

[67]. Исследования необходимо проводить в непрерывно работающих скважинах или длительно простаивающих скважинах, а также при быстромменяющихся процессах, связанных с кратковременностью работы скважины [24].

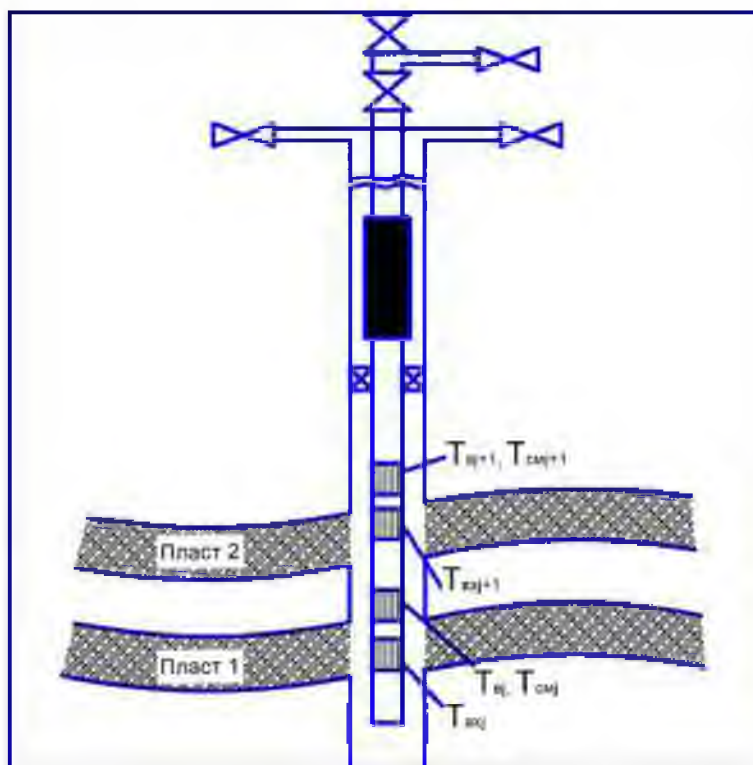


Рисунок 1.10 - Схема определения удельных дебитов пластов многопластового объекта

При одновременной разработке нескольких пластов необходимо учитывать различие значений пластового давления, различие в дебитах и обводненности каждого из пластов, а также неодинаковость пород, что обуславливает разнообразие их теплофизических свойств. Все это необходимо учитывать при обработке и интерпретации результатов термодинамических исследований скважины.

При разработке методики контроля разработки многопластовых объектов термодинамическими методами необходимо принимать во внимание метрологические особенности скважинных термометров (инерционность, погрешность, чувствительность), состояние ствола и зумпфа скважины, нестационарность притока при кратковременной работе скважин, а также для

низкодебитных скважин механизированного фонда, когда исследования выполняются при смене глубинно-насосного оборудования при вызове притока снижением уровня. Это определяет возможность выявления термодинамических эффектов в стволе скважины и, как следствие, принципиальную способность контроля разработки многопластовых объектов методами термометрии.

#### **1.4.2. Гидродинамические методы исследования скважин при совместной разработке пластов**

Исследованию фильтрационных, продуктивных, энергетических характеристик отдельных пластов многопластовых объектов при совместной их разработке методами гидродинамических исследований скважин (ГДИС) посвящены усилия многих отечественных и зарубежных ученых. Значительный вклад в развитие теории фильтрации и методов ГДИС внесли такие ученые и исследователи как: Щелкачев В.Н., Пыхачев Г.Б., Чарный И.А., Чекалюк Э.Б. [83, 122-131], Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. [6-8], Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. [10 - 12], Борисов Ю.П., Пилатовский В.П., Бузинов С.И., Умрихин И.Д., Каменецкий С.Г. [15-20, 25, 48-50, 75, 102], Дияшев Р.Н., Иктисанов В.А. [34, 44], Мясников Ю.А., Кульпин Л.Г., Лейбензон Л.С., Шагиев Р.Г. [56, 59, 132], а также зарубежные ученые: Ramey H.I., Joshi S.D., Kazemi H., Lefkovits H.C., Muskat M., Kuchuk F. [133, 137-143] и др.

На основе развивающейся теории подземной гидромеханики разрабатывались технологии промысловых гидродинамических исследований скважин, вскрывающих многопластовые объекты, а также методики обработки и интерпретации результатов исследований. Целью этих исследований является определение фильтрационных свойств каждого из продуктивных пластов многопластового объекта и их временное изменение, обусловленное изменением флюидонасыщения, связанного с выработкой каждого из пластов. Кроме того, знание фильтрационных свойств каждого

отдельного пласта является необходимым условием для объединения пластов в один объект разработки [34, 77, 78]. Непрерывный мониторинг состояния фильтрационных параметров отдельных пластов гидродинамическими методами исследования скважин обеспечивает информационное сопровождение процессов выработки запасов углеводородов при разработке нефтегазовых месторождений на всех этапах. Это позволяет избежать таких явлений, как преждевременная выработка наиболее проницаемых пластов, неравномерный охват пластов процессом заводнения и др., минимизируя механизмы негативных последствий совместной разработки нефтяных пластов, о которых идет речь в работе Р.Н.Дияшева [34]. Кроме этого, роль гидродинамических исследований скважин на многопластовых месторождениях неопределима при определении коэффициента продуктивности как отдельных пластов, так и скважины в целом.

Особую роль гидродинамические исследования скважин играют при планировании различного вида геолого-технологических мероприятий, обеспечивающих интенсификацию притока, повышая общий коэффициент нефтеотдачи, в основе принятия решения об использовании которых лежит скин-фактор. Этот параметр характеризует степень совершенства сообщения продуктивного пласта со стволом скважины и его определение представляет сложную задачу даже в скважинах однопластового объекта, а тем более в многопластовых.

В основе гидродинамических исследований скважин, вскрывающих многопластовые объекты лежат, в общем случае, два основных подхода:

- в случае разработки нескольких пластов одним фильтром (одним стволом скважины) регистрируют изменение давления в одной точке ствола скважины (чаще всего на кровле верхнего пласта) и дебит скважинным расходомером в кровле каждого пласта многопластового объекта. При этом режим работы скважины (депрессия) задается одним и общим для всех пластов многопластового объекта;

- при технологической возможности разобщения пластов или выделения одного пласта из группы отсекающими пакерами, регистрируют изменение давления и дебита отдельно для каждого пласта. В этом случае депрессия задается индивидуально для каждого пласта.

Вторая технология ГДИС наиболее предпочтительна для изучения индивидуальных фильтрационных характеристик каждого из пластов, однако она трудоемка и высокочатратна, из-за чего не получила широкого распространения до недавнего времени. Сдерживающим фактором этой технологии являлось отсутствие надежных двухпакерных систем, позволяющих изолировать один пласт из группы.

Значительным ограничением для исследования многопластовых объектов является отсутствие высокочувствительных, надежных скважинных приборов для измерения дебита каждого из пластов. Особенно это касается низкодебитных скважин. В применяемой до настоящего времени механической расходомерии в качестве чувствительного элемента механических расходомеров используется многолопастная турбинка, обороты вращения которой пропорциональны скорости потока флюида в стволе скважины и преобразуются в электрический сигнал, регистрируемый на поверхности. Такие расходомеры являются метрологически аттестованными средствами измерения, позволяя количественно определить скорость потока в кровле каждого пласта многопластового объекта и путем вычитания из значения скорости потока, зарегистрированного на кровле верхнего пласта, значения, зарегистрированного на кровле ниже лежащего пласта, определяют значение дебита каждого из пластов многопластового объекта. Такие расходомеры хорошо выделяют работающие интервалы высокодебитных скважин. Однако при низких значениях дебита или неустновившимся (затухающем) притоке пластового флюида каждого из продуктивных пластов применение механических расходомеров ограничено нестабильной работой пласта, низкими дебитами и неоднородностью состава притока [31, 50]. Другим сдерживающим фактором скважинной

расходомерии являются: необходимость выполнения исследований исключительно в обсаженных скважинах, тогда как чаще всего несколько пластов одновременно испытываются в открытом стволе разведочных скважин; датчики расходомеров не чувствительны в области малых скоростей потока; присутствие в потоке механических примесей, а также многофазность потока (наличие свободного газа в среде потока) искажают результаты исследований.

В общем случае регистрацией изменения давления по стволу скважины или во времени определяются: забойное, пластовое, гидростатическое давление; градиент давления по стволу скважины [48, 56]. Величина гидростатического давления позволяет характеризовать степень изолированности или открытости пластовой системы и определяется в невозмущенной, длительно простаивающей скважине. Гидростатическое давление может характеризоваться соответствующим гидростатическому, аномально высоким или аномально низким давлением. В последних случаях это является диагностическим признаком гидродинамически изолированного продуктивного пласта.

Величина пластового давления характеризует степень выработки каждого из пластов при условии неактивного аквифера и отсутствия сформированной системы заводнения. Таким образом, контроль величины пластового давления для каждого из пластов многопластового объекта является важным параметром. В совокупности со значением пластового, забойное давление определяет условие фильтрации в каждом отдельном пласте.

Регистрация процесса изменения забойного давления после остановки работающей добывающей или нагнетательной скважины до величины пластового давления определяет характерную кривую восстановления или падения давления (КВД или КПД). Обработка и интерпретация полученных КВД или КПД обеспечивает определение фильтрационных параметров, скин-фактора, идентифицировать модель пластовой фильтрационной системы



[132]. При регистрации КВД (КПД) в стволе скважины, вскрывшей многопластовый объект общим фильтром, не возможно определить фильтрационные свойства каждого из пластов в отдельности. Каменецкий С.Г., Борисов Ю.П. и другие исследователи [15, 49, 50, 138, 140, 142] получили частные решения уравнений пьезопроводности для двухслойного пласта. Совместное решение этих уравнений привело к выводу, что различные коллекторские свойства двух пластов не влияют на вид и форму кривой восстановления давления. Определить по данной кривой можно только усредненные значения фильтрационных параметров обоих пластов. При этом гидропроводность подчиняется закону аддитивности и равна сумме гидропроводностей отдельных слоев, а пьезопроводность определяется средней взвешенной величиной слоев:

$$\xi = \sum_{i=1}^n \xi_i; \quad (1.7)$$

$$\chi = \frac{\sum_{i=1}^n \chi_i h_i}{h}. \quad (1.8)$$

Для многопластовых объектов информативными являются гидродинамические исследования в скважинах с применением пакера. При выполнении этих исследований пакером поочередно отсекается сначала один пропласток, затем два, три и т.д. (рисунок 1.11). Скважина при каждой установке пакера должна выводиться на установившийся режим фильтрации с одновременной регистрацией дебита скважинным или устьевым расходомером и забойного давления, после чего скважину останавливают одновременной регистрацией КВД [50, 143]. Давление непрерывно регистрируется в работающей и остановленной скважине. При этой технологии дифференциально определяются фильтрационные параметры только верхнего пласта (при движении пакера сверху вниз), параметры остальных пластов будут являться интегральными, поскольку слоистость не отражается на процессе неустановившейся фильтрации при условии наличия

непроницаемых глинистых или солевых прослоев между продуктивными пластами [48, 49, 50].

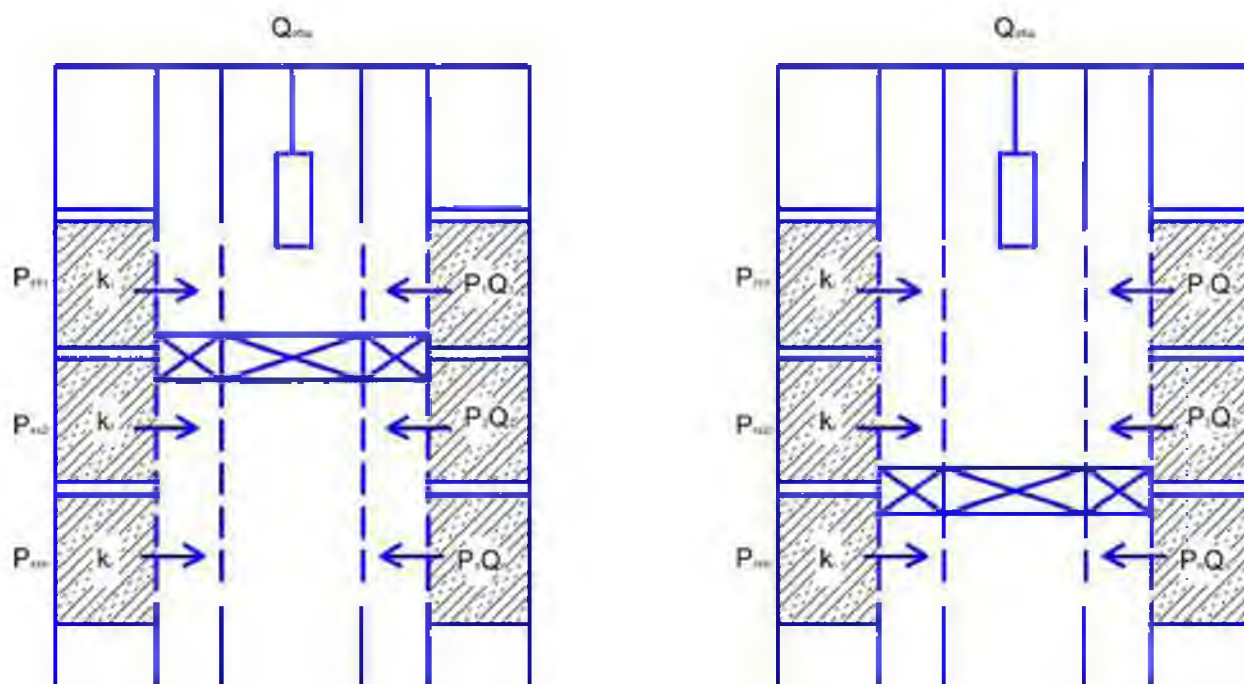


Рисунок 1.11. Гидродинамические исследования многопластового объекта с применением пакера.

Гидропроводность каждого из пластов определяют по выражению:

$$\xi_i = \xi \frac{Q_i}{Q_0}. \quad (1.9)$$

Скин-фактор каждого отдельного пласта многопластового объекта вычисляется по выражению для среднего скин-фактора, определенного по КВД:

$$S = \frac{\sum_{i=1}^n S_i Q_i}{Q_0}. \quad (1.10)$$

В выражениях (1.9) и (1.10) дебит  $Q_i$  определяется разностью дебита отдельного пласта перед остановкой скважины  $Q_{i0}$  и притока после остановки скважины на КВД (послепритока)  $Q_{ik}$ :

$$Q_i = Q_{i0} - Q_{ik}. \quad (1.11)$$

Однако чувствительность современных механических расходомеров не позволяет определить дебит малодебитных скважин и определить как приток

$Q_{io}$  так и послеприток  $Q_{ik}$  практически не осуществимо. Поэтому практическая реализация указанной технологии гидродинамических исследований является трудоемкой и продолжительной во времени, а результаты определения фильтрационных параметров носят оценочный характер.

Для надежного определения фильтрационных параметров многопластовых объектов используется ранее упомянутая технология, при которой каждый пласт многопластового объекта исследуется отдельно с использованием двухпакерной системы, отсекающей исследуемый пласт выше кровли и ниже подошвы.

В этой связи одновременно-раздельная эксплуатация нескольких пластов одной скважиной дает уникальную возможность в проведении термогидродинамических исследований отдельных пластов на протяжении всей истории скважины. При определении дебита одного пласта проводится запись КВД по второму пласту. А также происходит непрерывная запись термограмм. В итоге скважины ОРЭ подвергаются исследованиям гораздо чаще обычных скважин, контроль состояния разработки многопластового месторождения оказывается более качественным и с большим коэффициентом охвата, практически стопроцентным.

## **Выводы по главе 1**

1. Анализ системы разработки Русскинского месторождения показал, что обводнение добывающих скважин возможно, как связанной пластовой водой, так и в следствие перетоков из водонасыщенной части пласта; гидродинамическая связи между скважинами преимущественно по трещинам естественного и техногенного вида (ГРП); наиболее эффективная система разработки - площадная обращённая семиточечная 500x500 м с проведением в скважинах ГРП.

2. В настоящее время эксплуатационное бурение ведется на пласт ЮС2, по ходу которого уточняется структура и свойства ЮС1. Предлагается вовлекать в разработку небольшие залежи пласта ЮС1 с применением систем ОРЭ.

3. Определены оптимальные конструкции подземного оборудования для скважин ОРЗ и ОРД, удовлетворяющие геолого-техническим условиям Русскинского месторождения. Экономическая эффективность применения систем ОРЭ доказана фактическими примерами.

4. Рассмотрены способы определения фильтрационных параметров пластов геофизическими методами на основе стационарной термометрии. Определены негативные факторы, влияющие на результаты стандартных исследований: невозможность обеспечения стационарной фильтрации при кратковременных отработках скважины, подвижность глубинного геофизического прибора.

5. Способы определения фильтрационных параметров гидродинамическими методами, известными для скважин при совместной эксплуатации пластов, основаны на последовательном определении притока из каждого интервала многопластового объекта с последующей регистрацией давления в остановленной скважине.

## **Глава 2. Методика определения продуктивных и фильтрационных параметров каждого из пластов при совместно-раздельной эксплуатации**

### **2.1. Методика определения продуктивных характеристик многопластовых объектов**

При контроле разработки нефтегазовых месторождений можно выделить следующие основные направления: контроль процесса выработки запасов нефти и газа; оценка эффективности применения различных методов повышения нефтеотдачи пластов; диагностика состояния нефтяных пластов. В настоящее время развита в значительной степени методическая база, позволяющая решать задачи, возникающие по всем трем направлениям [69, 88, 134].

Особую сложность и актуальность задача контроля разработки имеет для сложнопостроенных многопластовых месторождений.

Из известных и широко распространенных геофизических методов определения текущей нефтенасыщенности и фильтрационно-емкостных свойств отдельных пластов многопластового объекта выделяются следующие:

- а) спектральная шумометрия (пассивная акустика);
- б) радиометрия и широкополосная акустика;
- в) дебитометрия (расходомерия);
- г) термометрия.

Известные скважинные шумомеры недостаточно чувствительны. Кроме того, на результаты измерений значительное влияние оказывает шум движения многофазного потока в стволе скважины. Методы радиометрии и широкополосной акустики позволяют определить объем горной породы (пористость), насыщенной пластовым флюидом (текущую насыщенность). Указанные геофизические методы не позволяют определить продуцирующие

пласты многопластового объекта при установившемся режиме работы скважины.

Метод дебитометрии имеет низкую чувствительность в низкодебитных скважинах механизированного фонда.

Термометрия, как указывалось в п. 1.4.1, имеет значительные преимущества перед другими в решении задачи контроля разработки многопластовых объектов. Информативность термометрии при исследовании многопластовых объектов связана с чувствительностью термодинамических явлений к различным изменениям состояния скважины и пласта. Однако это достоинство превращается в недостаток метода при наложении эффектов друг на друга, что существенно затрудняет процесс обработки и интерпретации термограмм. Необходимы технологические приемы, обеспечивающие приоритетное проявление одних эффектов по отношению к другим. В частности, чтобы выделить эффект адиабатического расширения-сжатия флюида в стволе скважины необходимо минимизировать проявление дроссельного, баротермического эффектов и калориметрического смешивания. Для обеспечения проявления адиабатического эффекта необходимо мгновенно расширить или сжать флюид в стволе при условии отсутствия теплообмена с окружающей средой. Это в условиях открытой системы пласт-скважина это возможно обеспечить только в короткий промежуток времени (до 10 сек) после пуска или остановки скважины в условиях малого объема жидкости с незначительной сжимаемостью. Физически это возможно только для слабосжимаемой жидкости (воды) или нефти, находящейся в условиях, близких к пластовым. То есть, если забойное давление ниже давления насыщения и на забое скважины присутствует свободный газ или объем ствола скважины имеет значительные размеры (более 5-7 м<sup>3</sup>), то выделить указанный эффект невозможно.

При наличии притока пластового флюида в исследуемом интервале пласта эффект адиабатического расширения-сжатия уже через 5-10 секунд (в зависимости от скорости притока) перекрывается баротермическим

эффектом, являющимся переходным от адиабатического до дроссельного. Этот эффект индивидуален для каждого типа пластового флюида и практически не поддается интерпретации без его численного определения в лабораторных условиях для каждого пластового флюида, что делает задачу обработки и интерпретации индивидуальной и уникальной для каждого исследуемого объекта.

При переходе процесса фильтрации пластового флюида в установившийся режим доминирующим является дроссельный эффект, который может быть поглощен только эффектами теплопередачи в окружающую среду и калориметрическим смешиванием.

Даже при технологическом обеспечении проявления указанных эффектов, тот или иной термодинамический эффект в стволе скважины может не проявиться в конкретных условиях, однако этот факт также является диагностическим признаком активности пласта многопластового объекта. Так, в частности, при технологическом обеспечении малого объема ствола скважины (отсечение одного пласта двухпакерной системой) и мгновенном снижении забойного давления в исследуемом интервале ствола, однако при соблюдении условия  $P_{заб} > P_{нас}$  (где  $P_{нас}$  – давление насыщения пластового флюида), хорошо проявляется адиабатический эффект, по амплитуде которого вычисляется коэффициент адиабатического расширения-сжатия. Сравнивая полученный коэффициент с табличными значениями, которые необходимо получить лабораторными методами для широкого спектра нефти с различным составом, газосодержанием, обводненностью, получают информацию о качественном составе флюида в исследуемом интервале. Если по истечению 10 секунд после начала изменения забойного давления температура меняется с низким темпом (не более 0,01 град/мин), то это является диагностикой двух возможных процессов: низкая скорость фильтрации (низкий дебит пласта в исследуемом интервале) на фоне теплопередачи в окружающие породы стенки скважины; отсутствие притока и исключительно теплопередача в окружающие породы. При наличии даже

слабого притока пластового флюида в ствол скважины, состав жидкости в исследуемом интервале ствола изменяется и последующая мгновенная остановка скважины при сохранении условия ограниченного объема ствола скважины в исследуемом интервале приводит к повторному проявлению адиабатического эффекта. Вычисляя адиабатический коэффициент и сравнивая его с предыдущим исключается двойное толкование процессов. Если коэффициент изменился, то имеем дело со слабым притоком на фоне теплопередачи.

Рассмотренные термодинамические эффекты и их информативность при обработке и интерпретации результатов термогидродинамических исследований обуславливают следующую методику определения продуктивных характеристик многопластовых объектов:

1. Установка комплексных автономных приборов для одновременной регистрации температуры и давления в точках установки согласно схемам, указанным в источниках [92, 93]. Эти точки выбираются так, чтобы автономные приборы размещались в кровле и подошве каждого из пластов многопластового объекта. Один комплексный прибор размещают в зумпфе скважины. Дискретность измерения температуры и давления устанавливают не более 1 сек, поскольку регистрируются как инерционные процессы (баротермический, дроссельный, теплопередачи, калориметрического смешивания), так и быстропротекающие (адиабатический).

2. Установка пакера над кровлей верхнего пласта многопластового объекта, при его дренировании одним фильтром скважины или отсечение каждого из пластов при использовании многопакерной системы.

3. Создание мгновенной депрессии на пласты. Технологически для этой операции наиболее удовлетворяют струйные скважинные насосы.

4. Отработка скважины на заданной депрессии в течение расчетного времени. Определяется индивидуально для каждого объекта разработки. При этом длительность отработки определяется выходом на



установившийся режим фильтрации наименее проницаемого пласта. На поверхности регистрируют интегральный дебит скважины.

5. Смена режима работы скважинного насоса и отработка скважины до нового установившегося состояния. Этот пункт повторяется для нескольких режимов, но не менее трех.

6. Остановка скважины для регистрации КВД, длительность которой определяется индивидуально для каждого объекта разработки, ориентируясь на наименее проницаемый пласт.

7. Подъем скважинного оборудования, считывание данных из автономных манометров-термометров, построение сводных графиков температуры и давления.

8. Обработка результатов промысловых исследований, включающая следующие этапы:

8.1. Для каждого пласта многопластового объекта определяют адиабатический коэффициент при пуске скважины в работу и при остановке на КВД. Сравнивают полученные коэффициенты с табличными значениями и между собой. Контрольными являются адиабатические коэффициенты, определенные для зумпфа скважины, величина которых должна быть одинакова при пуске и остановке скважины. Если указанное условие не соблюдается, то зумпф скважины не герметичен и необходимо учитывать дополнительный приток с нижележащих (как правило, водоносных) горизонтов [109, 112].

8.2. По данным термометров каждого, расположенных в кровле каждого из пластов строят сводные термограммы в корреляции с изменяющимся давлением для каждого из режимов работы скважины [60, 106]. Вычисляют температуру восходящего потока для каждого из пластов для учета калориметрического смешивания при построении графиков производных температуры каждого из пластов. Производные температуры с учетом калориметрического смешивания характеризуют скорость (темп) притока пластового флюида в каждом из пластов. По соотношениям

полученных скоростей делят интегральный дебит, замеренный инструментально на поверхности, между каждыми из пластов.

8.3. По вычисленным дебитам каждого пласта многопластового объекта и замеренным значениям давления каждого из режимов работы скважины, выбирая давление при установившемся режиме фильтрации, который диагностируется по стабилизации давления и температуры каждого из режимов, строят индикаторную диаграмму, по которой вычисляют коэффициенты продуктивности каждого пласта многопластового объекта.

8.4. По вычисленным дебитам каждого из пластов зарегистрированную КВД обрабатывают согласно методикам и алгоритмам, представленным в п.2.3 диссертационной работы с учетом послепритока или без него в зависимости от поведения объекта исследования. Учет дебита каждого пласта позволяет получить фильтрационные характеристики и скин-фактор дифференцировано по пластам многопластового объекта.

Представленная методика позволяет решить такие задачи как качественное и надежное определение работающих интервалов многопластового объекта, объемный вклад в общую работу скважины каждого пласта в отдельности, определить фильтрационные характеристики эксплуатируемых пластов (проницаемость, гидропроводность, скин-фактор).

Однако такая технология исследований и методика обработки не позволяет определить такой важный параметр, как пластовое давление дифференцировано для каждого пласта. Для решения дополнительно к указанным этой задачи наиболее удовлетворяет использование компоновок для ОРЭ, которая предполагает возможность создания отдельной депрессии на каждый пласт вплоть до полного отсечения одного из пластов. Это позволяет вести отдельный учет продукции по одновременно работающим пластам, что является обязательным требованием Правил разработки нефтегазовых месторождений. Совмещая компоновки ОРЭ многодатчиковой системой регистрации температуры и давления, то в режиме реального времени осуществляется мониторинг работы внутрискважинного

оборудования, состояния призабойной зоны пласта, а также подбирать оптимальную депрессию на каждый из пластов.

Схема компоновки для проведения исследований при ОРЭ показана на рисунке 2.1.

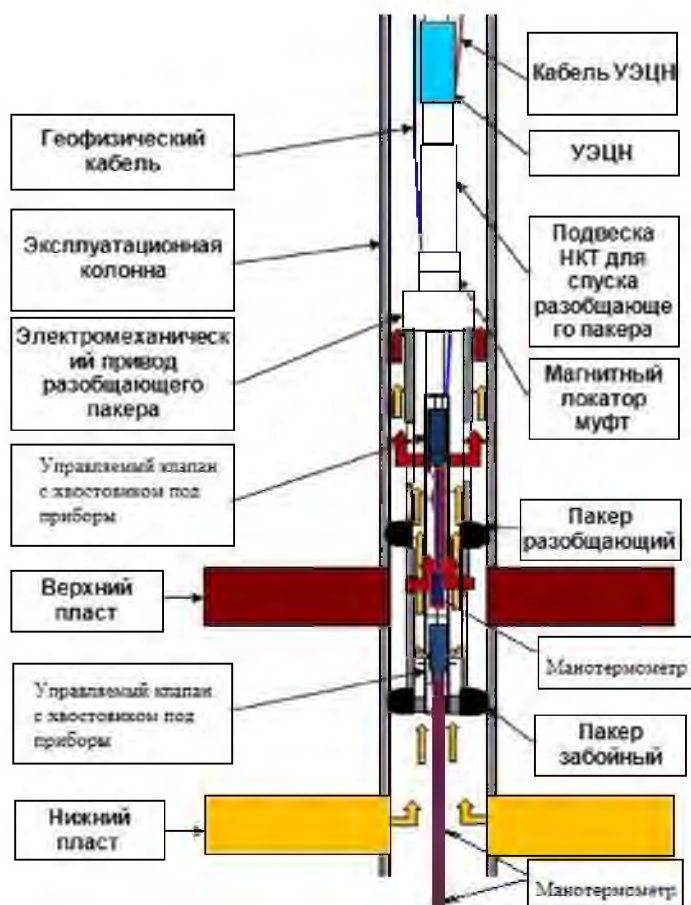


Рисунок 2.1 – Компоновка ОРЭ с одним ЭЦН и возможностью отсечения любого пласта для проведения исследований.

Применение данной конструкции позволяет эксплуатировать скважины, вскрывающие три и более пласта.

## 2.2. Технология проведения термогидродинамических исследований продуктивных пластов

Технология проведения термогидродинамических исследований при одновременно-раздельной эксплуатации предполагает размещение датчиков

давления и температуры в интервалах кровли продуктивных пластов, а также одного комплексного датчика в зумпфе скважины. Датчик расположенный в зумпфе скважины является контрольным и необходим для сравнения с термограммами, регистрируемыми датчиками, расположенными напротив продуктивных пластов. В зумпфе скважины приток пластового флюида заведомо отсутствует, поэтому прогрева этого интервала за счет проявления дроссельного эффекта происходить не будет. Таким образом, сравнивая показания термометров, расположенных в скважине определяется интенсивность работы пластов.

- Принцип работы датчиков схож с принципом работы термоманометрической системы (ТМС) УЭЦН. Информация в режиме online передается на станцию управления, откуда посредством телемеханики на автоматизированное рабочее место (АРМ) геолога, технолога или другого специалиста.

#### **Исследования на установившихся режимах.**

Для определения коэффициента продуктивности и гидропроводности каждого пласта необходимо провести гидродинамические исследования на установившихся режимах фильтрации. Такие исследования предполагают построение зависимости дебита пласта ( $Q$ ) от депрессии на него ( $\Delta P$ ), которая носит название индикаторная диаграмма (ИД). Дебит и депрессия регистрируются поочередно на нескольких (минимум двух) установившихся режимах работы каждого из пластов и при одновременной работе всех объектов. Для изменения режимов работы используется преобразователь частоты (ЧП) погружного электродвигателя (ПЭД), установленный в станции управления. Изменение частоты переменного тока приводит к изменению скорости вращения вала электродвигателя, что позволяет регулировать напор УЭЦН в квадратичной зависимости и устанавливать необходимый технологический режим работы скважины.

Предлагается следующая технология проведения исследований на установившихся режимах фильтрации. Для примера рассмотрен случай

одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов. Скважина выводится на установившийся режим эксплуатации при этом оба клапана-регулятора находятся в открытом положении, т.е. работают оба пласта совместно. Достижение установившегося режима работы определяется по неизменяющимся в течении 2-3 часов значениям дебита скважины и давления на всех датчиках. Время выхода скважины на установившийся режим работы зависит от вязкости фильтрующегося флюида и коллекторских свойств пласта, в частности проницаемости.

Особенностью скважин ОРЭ при использовании компоновок с отсечением пластов является одновременное проведение исследований на установившемся режиме по одному пласту и исследований на неустановившемся режиме по второму пласту. Схема изменения дебита и давления при исследованиях на установившихся и не установившихся режимах приведена на рисунке 2.1 и 2.2.

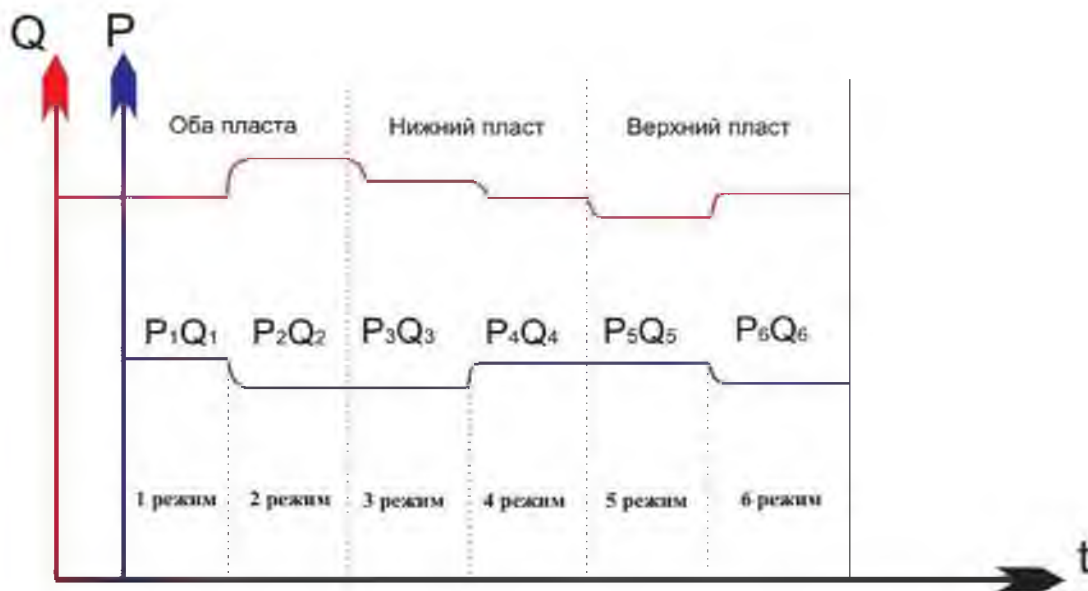


Рисунок 2.1 – Изменение дебита и давления на приеме насоса при исследованиях на установившихся режимах.

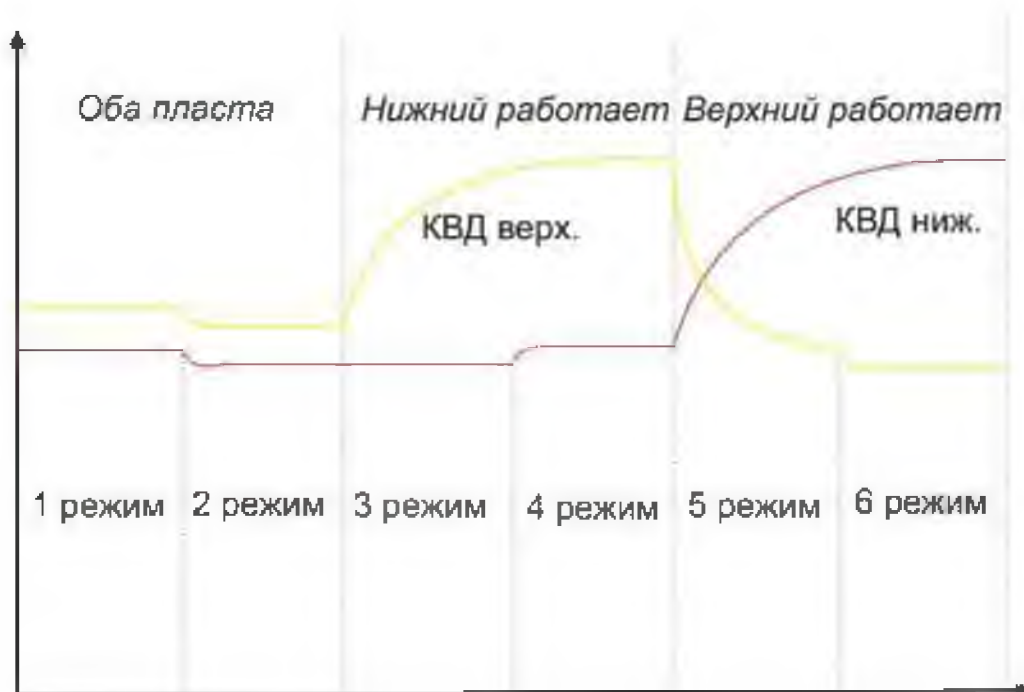


Рисунок 2.2 – Изменение давления, регистрируемые приборами напротив кровли пластов при исследованиях на установившихся режимах.

Затем скважина с помощью частотного преобразователя переводится на следующий режим работы. В рассматриваемом примере частота вращения двигателя увеличивается, дебит скважины и депрессия на пласт также увеличиваются. При этом клапана-регуляторы находятся в открытом положении, работают оба пласта. Значения депрессии и дебита на втором режиме фиксируются.

Третий режим работы скважины предполагает отсечение одного из пластов и регистрацию параметров работы одного пласта на установившемся режиме фильтрации. Для этого верхний клапан-регулятор переводится в закрытое положение, отсекая, таким образом, верхний пласт. В работе находится только нижний пласт. После достижения установившегося режима работы, что определяется стабильными показаниями манометра и расходомера, скважина переводится на следующий (четвертый режим работы). Для этого частота вращения ПЭД с помощью частотного преобразователя уменьшается. Работает по-прежнему только нижний пласт с

меньшей чем на третьем режиме депрессией и соответственно меньшим дебитом. Значения дебита и забойного давления регистрируются и контролируются до вывода скважины на установившийся режим работы.

Пятый режим работы предполагает проведение исследований верхнего пласта. Для этого клапан-регулятор нижнего пласта переводится в закрытое положение, отсекая его. Клапан-регулятор верхнего пласта переводится в открытое положение, создавая условия для притока из верхнего пласта. Депрессия на верхний пласт такая же, как и при исследовании нижнего пласта на четвертом режиме. Скважина выводится на установившийся режим работы, давление и дебит регистрируются до момента достижения постоянных значений. Далее с помощью частотного преобразователя скважина переводится на шестой заключительный режим работы.

Шестой установившийся режим фильтрации пластового флюида из верхнего пласта характеризуется большей по сравнению с пятым режимом депрессией, что достигается путем увеличения частоты вращения ПЭД. Давление и дебит регистрируются до момента их стабилизации.

По окончании исследований на установившихся режимах верхнего пласта, клапан-регулятор нижнего пласта переводится в открытое положение, подключая в работу нижний пласт. Далее скважина эксплуатируется в стандартном технологическом режиме совместной эксплуатации – в работе находятся оба пласта.

Результатом исследования на установившихся режимах фильтрации становится индикаторная диаграмма (рисунок 2.3), которая строится для трех случаев:

1. В работе находятся оба пласта (1, 2 режим исследований);
2. В работе находится нижний пласт (3, 4 режим исследований);
3. В работе находится верхний пласт (5, 6 режим исследований).

Для каждого случая определяется коэффициент продуктивности  $K_{прод}$  и гидропроводности  $\varepsilon$ .

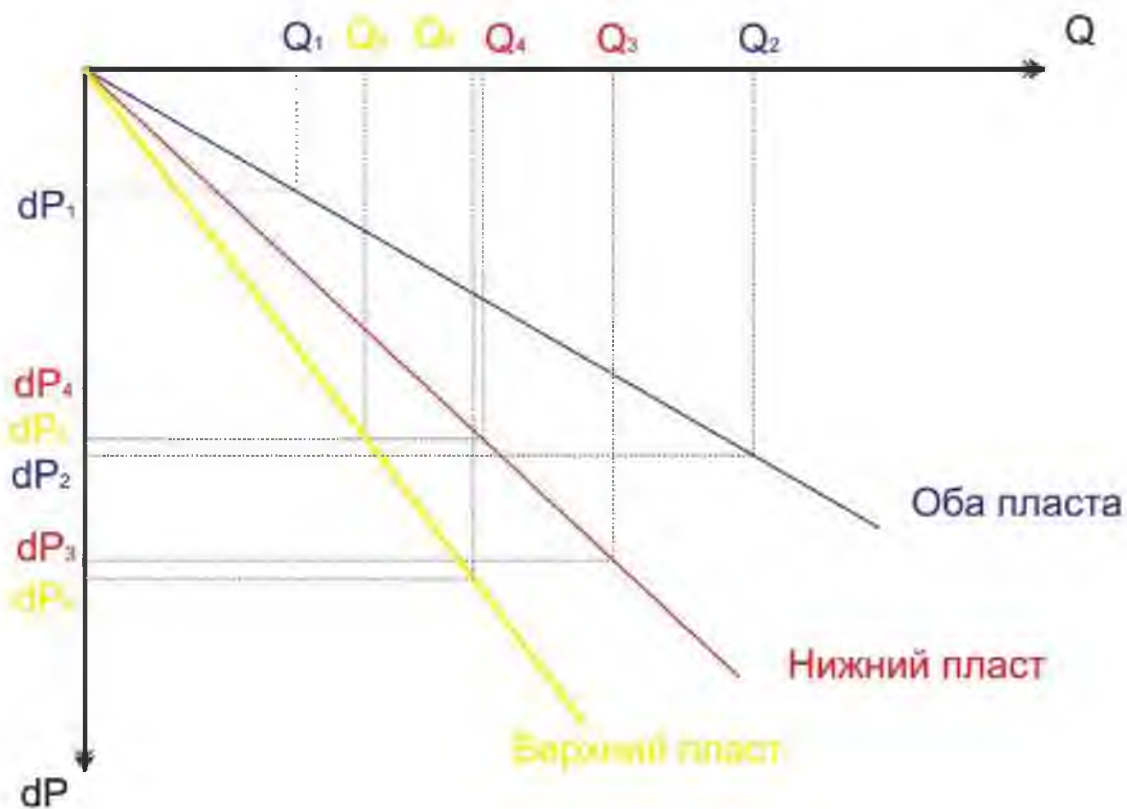


Рисунок 2.3 – Совмещенная индикаторная диаграмма.

**Исследования на неустановившихся режимах.**

Исследования на неустановившихся режимах фильтрации предполагают отдельную регистрацию кривых восстановления давления для каждого из эксплуатируемых объектов. При регистрации КВД совместно работающих пластов без отсечения каждого из них кривые будут нести общую интегральную информацию о пластах. Т.е. после остановки скважины при открытых клапанах-регуляторах поле давления в системе пласт-скважина будет восстанавливаться одновременно в нескольких пластах, влияя на вид регистрируемых в скважине КВД, которые в разных точках ствола будут отличаться только на гидростатическую составляющую. Параметры, определенные по таким КВД будут характеризовать всю систему, и выделить свойства каждого пласта в отдельности будет достаточно сложно. Кроме того при открытом клапане-регуляторе верхнего пласта после остановки скважины на показания манометров будет влиять давление, создаваемое столбом жидкости находящейся в скважине. Герметизация с помощью



клапанов-регуляторов исследуемых пластов сверху и снизу позволит исключить влияние ствола скважины и определить параметры каждого пласта в отдельности. При проведении исследований на неустановившихся режимах фильтрации можно определить такие фильтрационные характеристики пластов как проницаемость, гидропроводность, степень загрязнения призабойной зоны (скин-фактор), а также пластовое давление и модель пластовой фильтрационной системы, т.е. степень неоднородности пласта (границы, зоны трещиноватости и т.д.).

Технология проведения исследований на неустановившихся режимах при ОРЭ заключается в регистрации кривых восстановления давления поочередно в интервалах каждого из пластов при их отсечении с помощью клапанов-регуляторов. Данный вид исследований можно совместить с исследованиями на установившихся режимах фильтрации. Рассмотрим тот же случай, что и при описании исследований на установившихся режимах: скважина, вскрывшая два пласта, эксплуатируется с компоновкой ОРЭ имеющей отсекающие пакера и клапаны-регуляторы. При проведении исследований нижнего пласта на установившихся режимах (режим 3 и 4), верхний пласт не работает, верхний клапан-регулятор переведен в закрытое положение. С момента изоляции верхнего пласта в этом интервале давление начинает восстанавливаться. При этом происходит регистрация кривой восстановления давления (КВД) напротив верхнего пласта (рисунок 2.2.). Влияния ствола скважины и нижнего работающего пласта при условии качественной герметизации клапанов-регуляторов на вид регистрируемой КВД происходить не будет. Таким образом, во время исследования нижнего пласта на установившихся режимах производятся исследования верхнего пласта на неустановившихся режимах фильтрации методом КВД. Время регистрации КВД, также как и время исследований на каждом из установившихся режимов, определяется коллекторскими свойствами пласта. При этом надо понимать, что чем дольше производится регистрация КВД, тем большую зону вокруг скважины она характеризует.

Аналогично производятся исследования нижнего пласта. В период исследования верхнего пласта на установившихся режимах (5, 6 режим) производится регистрация кривой восстановления давления напротив нижнего пласта (рисунок 2.2). При условии качественной герметизации клапана-регулятора влияния ствола скважины на вид КВД не будет.

### **Термодинамические исследования.**

В основе метода лежит уравнение сохранения энергии Э.Б. Чекалюка [127]. Основным диагностическим признаком является изменение температуры после пуска скважины в работу, обусловленное проявлением баротермического (при нестационарной фильтрации пластовой жидкости) и дроссельного эффекта Джоуля-Томсона (при стационарной фильтрации). В начальные моменты времени после пуска скважины в работу в стволе скважины проявляется адиабатический эффект расширения (сжатия) и затем баротермический эффект разогрева дросселирующейся жидкости. В эти моменты эффектами калориметрического смешивания потоков из разных интервалов и теплообменными процессами с окружающими породами можно пренебречь. Степень проявления баротермического эффекта определяется скоростью фильтрации пластовой жидкости, т.е. по темпу изменения температуры напротив работающих пластов многопластового объекта определяются скорости фильтрации флюида в этих интервалах и, следовательно, дебиты отдельных пластов. Сводные термограммы, зарегистрированные приборами, установленными в интервалах пластов, позволяют определить интенсивность притока из каждого пласта в отдельности и количественный вклад в общую работу скважины [60]. Подробно эффекты рассмотрены в п. 2.1. Результаты термодинамических исследований показывают, влияют ли потоки с разных пластов в стволе скважины друг на друга. Достоверно определяются работающие интервалы пластов и их эффективная толщина.

Обработка и интерпретация результатов исследований на неустановившихся режимах (методом КВД) производится с учетом

работающей толщины исследуемых пластов [119]. Замеренные и рассчитанные параметры по ИК и КВД обеспечивают уверенное определение параметров фильтрационной системы, позволяющих в дальнейшем моделировать приток, оптимизировать способ добычи нефти, планировать и оценивать эффективность геолого-технологических мероприятий.

Важным фактом является то, что любая остановка скважины (даже не запланированная, по техническим причинам), а также отсечение любого пласта интерпретируется как термогидродинамическое исследование. Это позволяет в динамике отследить изменение фильтрационных характеристик каждого пласта, таких как: скин-фактор, проницаемость и др.

## **2.3. Алгоритмы обработки и интерпретации результатов термогидродинамических исследований многопластовых объектов.**

### **2.3.1 Исследование скважин при установившихся режимах фильтрации.**

При ГДИС на установившихся режимах фильтрации добиваются стабилизации забойного давления и дебита скважины на каждом режиме работы. Таких режимов должно быть не менее пяти прямого хода (когда депрессия увеличивается от режима к режиму) и не менее двух при обратном ходе (когда депрессию уменьшают). На практике часто ограничиваются тремя режимами прямого хода, считая четвертым режимом остановленную скважину. Однако, при этом нельзя построить индикаторную диаграмму, отражающую особенности работы системы пласт-скважина. Индикаторная диаграмма при добыче жидкости строится в координатах дебит-депрессия на пласт ( $Q-\Delta P$ ) (рисунок 2.3). При линейном характере индикаторной диаграммы коэффициент продуктивности ( $K_{\text{прод}}$ ) определяется выражением:

$$K_{\text{прод}} = \text{tg}\alpha, \quad (2.1)$$

где  $\alpha$  - угол между осью давления и индикаторной линией.

Особенностью определения коэффициента продуктивности многопластового объекта является необходимость измерения притока пластового флюида отдельно по каждому из пластов. Как указывалось в п. 1.4.1 при разработке многопластового объекта одним фильтром скважины наиболее информативной является термометрия неподвижным прибором в интервале каждого из пластов. Недостатком такой технологии является необходимость выполнения большого числа лабораторных исследований флюида, чтобы учесть особенности индивидуальных термодинамических свойств пластового флюида.

Существенное упрощение при сохранении высокой информативности скважинных исследований достигается использование технологии исследований на установившихся режимах фильтрации с физическим разделением продуктивных пластов и измерение дебита пластового флюида на поверхности, учитывая отсутствие в настоящее время высокоточных и надежных скважинных расходомеров, с использованием схем ОРЭ. В этом случае к каждому из пластов многопластового объекта применима теория установившегося притока, глубоко и подробно разработанная советскими и зарубежными учеными и исследователями: Л.С. Лейбензоном; С.А. Христиановичем; Б.Б. Лапуком; К.А. Царевичем; И.А. Чарным; Г.Л. Говоровой; И.Д. Амелиным; М.Д. Розенбергом; А.А. Боксерманом; В.Ф. Усенко; Миллером; Дайсом; Хатчинсоном; Хорнером; Джекобом и др.

Важным достижением ученых теоретиков явилась решение уравнения пьезопроводности для установившейся фильтрации сжимаемой жидкости (газированной нефти), двухфазных сред, газа. Эти решения позволили описать криволинейность индикаторных диаграмм и разработать методику их обработки. Рассмотрение нелинейных эффектов индикаторных диаграмм выходит за рамки рассмотрения данной работы. Это обусловлено тем, что месторождения Западной Сибири и, в частности, Русскинское многопластовое месторождение разрабатывается при условии превышения

забойного давления выше давления насыщения. В этом случае закон фильтрации пластового флюида линейный, что выражается в линейности индикаторных диаграмм.

### 2.3.2 Исследование скважин при неустановившихся режимах фильтрации.

Неустановившийся режим фильтрации пластового флюида определяется сменой режима работы скважины. При этом в случае остановки скважины регистрируют кривую восстановления давления (КВД), а при пуске скважины в работу – кривую стабилизации давления (КСД).

В случае мгновенного изменения дебита скважины от установившейся величины  $q$  до 0 при остановке или от 0 до  $q$  при пуске изменение давления (депрессия  $\Delta P$ ) в любой точке однородного пласта, отстоящей на расстоянии  $R$  от оси скважины, определяется зависимостью

$$\Delta P = \frac{q\mu}{4\pi kh} \times Ei\left(-\frac{R^2}{4\chi t}\right), \quad (2.2)$$

где  $Ei(-x)$  - интегральная показательная функция;  $k$  – проницаемость пласта, мкм<sup>2</sup>;  $\mu$  - вязкость флюида в пластовых условиях, Па·с;  $h$  – эффективная мощность (нефтенасыщенная толщина) пласта, м;  $\chi$  – пьезопроводность пласта, м<sup>2</sup>/с;  $t$  – текущее время, с.

В нефтепромысловой практике при обработке КВД (КСД) используют упрощенное решение дифференциального уравнения пьезопроводности для точечного источника-стока в бесконечном пласте при мгновенном закрытии скважины, работавшей продолжительное время с постоянным дебитом. Метод обработки КВД, основанный на этом решении известен как метод И.А. Чарного или метод касательной.

Решение этого уравнения представляет собой прямолинейную зависимость между изменением давления и логарифмом времени [123]:

$$\Delta P(t) = \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg \frac{2,25\chi t}{r_c^2}, \quad (2.3)$$

где  $Q$  – дебит скважины до остановки, м<sup>3</sup>/сут;  $r_c$  – радиус скважины, м.

Уравнение (2.3) принято представлять в виде:

$$\Delta P(t) = \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg \frac{2,25 \chi t}{r_c^2} + \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg t, \quad (2.4)$$

который с учетом вводимых обозначений  $i = \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh}$ ;  $B = \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg \frac{2,25 \chi}{r_c^2}$ ,

принимает вид

$$\Delta P(t) = B + i \cdot \lg t. \quad (2.5)$$

Уравнение (2.5) представляет собой прямую линию в координатах  $\Delta P(t) - \lg t$ .

Однако, в нефтепромысловой практике практически не встречается такой вид КВД в указанных координатах, а типовой вид КВД в полулогарифмических координатах представляет собой вид, представленный на рисунке 2.4. Это отличие от прямой линии обусловлено тем, что уравнение (2.4) не учитывает сжимаемость флюида в стволе скважины, которое проявляется даже при отсутствии притока пластового флюида после остановки скважины, а также не учитывает несовершенство вскрытия пласта скважиной (скин-фактор). Касательная, проведенная к прямолинейному участку реальной КВД, построенной в полулогарифмических координатах (рисунок 2.4), представляет собой прямую линию и описывает, по сути, радиальный приток пластового флюида. Благодаря указанному проявлению реальных КВД, метод И.А. Чарного широко известен как метод касательной.

Угол наклона  $i$  (рисунок 2.4) определяется выражением:

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta P(t_2) - \Delta P(t_1)}{\lg t_2 - \lg t_1}. \quad (2.6)$$

Коэффициент  $B$  (рисунок 2.4) является отрезком, отсекаемым на оси ординат.

По  $i$  и  $B$  определяются:

$$\text{гидропроводность пласта } \xi = \frac{kh}{\mu} = \frac{2,3Q}{4\pi \cdot i};$$

$$\text{комплексный параметр } \frac{r_c^2}{\chi} = \frac{10^{\frac{B}{i}}}{2,25};$$

коэффициент продуктивности скважины  $K = \frac{2,3Q}{\Delta P(t) - 0,6i}$ .

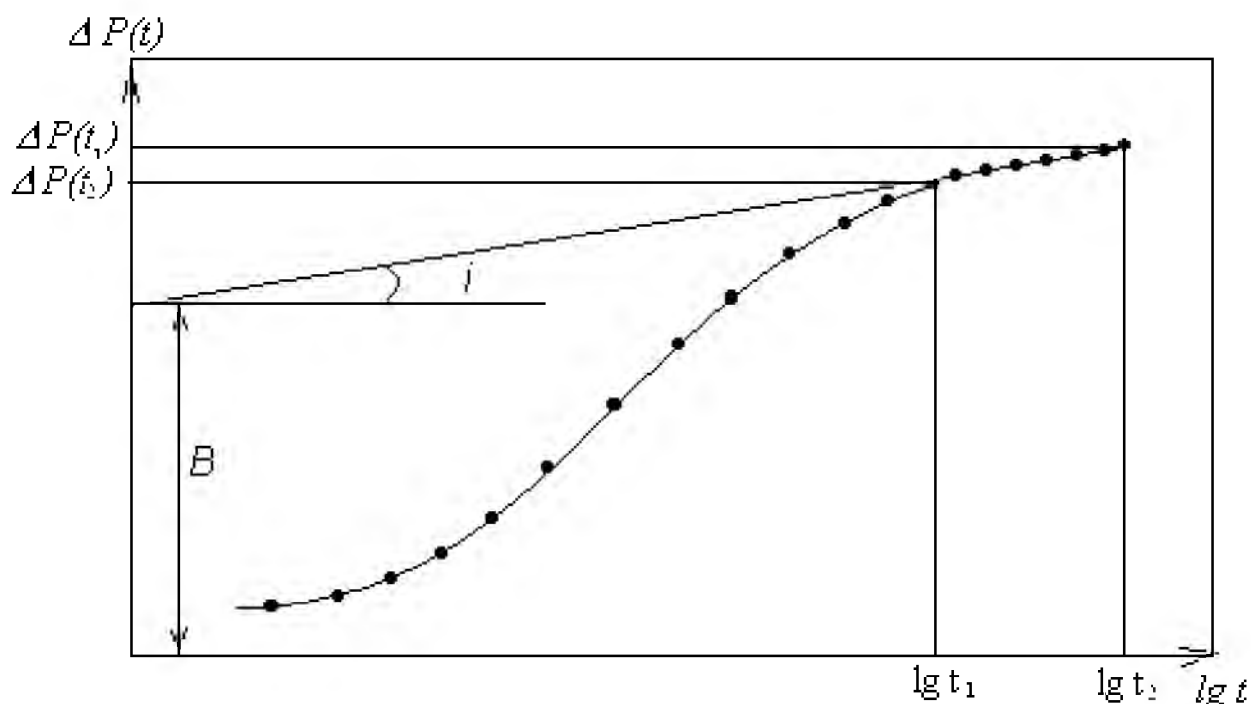


Рисунок 2.4 - Прямолинейная анаморфоза КВД в полулогарифмических координатах

Метод касательной для многопластового объекта при его эксплуатации единым фильтром не позволяет определить фильтрационные параметры дифференцированно для каждого пласта без знания точного значения их дебита. Погрешность определения гидропроводности, комплексного параметра и коэффициента продуктивности напрямую определяются погрешностью измерения дебита по пластам. На практике интерпретаторы выделяют несколько прямолинейных участков [19], проводят по ним касательные и трактуют их как фильтрационные параметры различных зон в окрестности ствола скважины. Очевидно, что такая трактовка ошибочна и решение (2.4) описывает исключительно однородный пласт. Кроме того, этот метод можно использовать исключительно для случаев, когда скважина длительность работы скважины обеспечила стационарную депрессионную воронку и установившийся режим фильтрации.

Методику обработки КВД И.А.Чарного можно использовать для случаев, когда отсутствует дополнительный приток в ствол скважины после ее остановки (для добывающих скважин с высоким затрубным давлением и незначительным объемом газа в затрубном пространстве, для нагнетательных скважин, в случае перекрытия скважины на забое), длительность работы скважины в установившемся режиме до остановки на исследования не изменялся в течение длительного времени (до 10 раз превышающего время регистрации КВД).

В случаях, когда длительность работы скважины до остановки соизмеримо со временем непосредственно исследований, такие КВД необходимо обрабатывать по методу Хорнера [18, 48]. Решение основного уравнения (2.2) для этого случая имеет вид:

$$p_c(t) = \Delta P + \frac{2,3Q\mu}{4\pi kh} \cdot \lg\left(\frac{t}{T+t}\right), \quad (2.7)$$

где  $T$  – время непрерывной работы скважины до остановки, с.

По КВД, построенной в координатах  $(\Delta P(t) - \lg \frac{t}{t+T})$ , названными координатами Хорнера, определяют: гидропроводность пласта  $\xi = \frac{kh}{\mu} = \frac{2,3Q}{4\pi \cdot i}$ ; проницаемость (при известных вязкости жидкости  $\mu$  и толщине пласта  $h$ )  $k = \frac{2,3Q\mu}{4\pi \cdot i \cdot h}$ ; по пересечению прямолинейного участка с осью ординат  $\Delta P(t)$  определяется величина депрессии в работающей скважине и прогнозное значение пластового давления  $P_{nn} = P_c + \Delta P$ ; коэффициент продуктивности скважины  $K = \frac{Q}{\Delta P}$ .

КВД в координатах Хорнера, так же как и в методе И.А.Чарного имеет вид прямой линии и не учитывает послеприток в ствол скважины, а также сжимаемость флюида. При их наличии вид КВД имеет характерный прогиб к оси  $\lg \frac{t}{t+T}$ . Так же как и предыдущая, эта методика обработки не позволяет определить фильтрационные параметры каждого из пластов многопластового объекта, вскрытого общим фильтром скважины без точного определения



дебита по пластам. Для определения проницаемости каждого из пластов по методу Хорнера предпочтительно использование технологии исследования с ОРЭ.

Многие исследователи: Ю.П. Борисов; И.А. Чарный; И.Д. Умрихин; Г.И. Баренблатт; Ю.П. Борисов; С.Г. Каменецкий; А.П. Крылов; Э.Б. Чекалюк и ряд других [53, 50, 139, 143, и др.], в своих работах указывают, что в зависимости от объемной доли ствола скважины, занятой свободным газом, а также от величины гидропроводности пласта, приток пластовой жидкости в ствол может продолжаться до нескольких часов. Иногда, для низкопроницаемых коллекторов, длительность притока соизмерима с длительностью регистрации КВД. В связи с этим ими предложен ряд методик обработки КВД, учитывающих переменный (затухающий) приток пластового флюида в ствол скважины.

В конце 50-х годов Ю.П.Борисов теоретически обосновал метод обработки КВД с учетом притока жидкости [15, 16], в основу которого положено решение М.Маскета для точечного стока в бесконечном пласте при переменном дебите:

$$\Delta p_c = \frac{\mu}{4\pi kh} \int_0^t \frac{Q-q(t)}{t-\tau} e^{-\frac{r_c^2}{4k(t-\tau)}} dt, \text{ ат} \quad (2.8)$$

где  $q = \frac{1}{\gamma} \frac{(F\Delta p)_m - (F\Delta p)_{m-1}}{\Delta t}$  (2.9)

- дебит переменного притока после остановки скважины с момента времени  $\tau=0$ , см<sup>3</sup>/сек;

$$F\Delta p = f\Delta p_c - f_3\Delta p_3 - f_n\Delta p_b;$$

$$f = f_3 f_n, \text{ см}^2;$$

$f_3$  и  $f_n$  - площадь сечения затрубного (кольцевого) пространства и подъемных труб, см<sup>2</sup>;

$\Delta p_c, \Delta p_3, \Delta p_b$  - изменение давлений восстановления на забое, на устье в затрубном (кольцевом) пространстве, и на буфере (в подъемных трубах) за время  $\Delta t$ , ат;

$t$  – текущее время регистрации КВД, сек;

$\mu$  - вязкость нефти, мПа\*с;

$k$  - коэффициент проницаемости, мД;

$Q$  - дебит скважины до остановки, см<sup>3</sup>/сек;

$r_c$  - приведенный радиус скважины, см;

$\kappa$  - коэффициент пьезопроводности, см<sup>2</sup>/с;

$h$  - мощность пласта, см;

$\gamma$  - удельный вес нефти, г/см<sup>3</sup>.

Решением (2.8) с учетом (2.9) является уравнение [15]:

$$\Delta p^* = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa}{r_c^2} + \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \theta, \quad (2.10)$$

где  $\ln \theta = \ln t - \beta$ , мин;

$$\beta = \frac{1,6 \left[ \frac{F\Delta p}{t} - F\Delta p \right]}{\gamma Q - f\Delta p},$$

$$F\Delta p' = \frac{(F\Delta p)_{n+1} - (F\Delta p)_{n-1}}{2\Delta t}, \text{ кг};$$

$$\Delta p^* = \alpha \Delta p_c, \text{ атм};$$

$$\alpha = \frac{1}{1 - \frac{F\Delta p}{Q\gamma}}.$$

КВД по этому методу строится в координатах  $\Delta p^*$  и  $\ln \theta$ , представляя прямую с угловым коэффициентом

$$Q = 0,183 \frac{Q\mu}{kh} = \frac{\Delta p_2^* - \Delta p_1^*}{(\lg \theta)_2 - (\lg \theta)_1} \quad (2.11)$$

и отрезком на оси ординат

$$F = 0,183 \frac{Q\mu}{kh} \ln \frac{2,25\kappa}{r_c^2}, \quad (2.12)$$

по которым определяют гидропроводность пласта  $kh/\mu$ , проницаемость  $k$  и комплексный параметр  $\frac{\kappa}{r_c^2}$ .

Метод позволяет учесть послеприток пластового флюида после остановки скважины, однако очень чувствителен к погрешности определения затухающего дебита через косвенные признаки  $\Delta P_i$  и  $F\Delta P_i$ . Применительно к многопластовым объектам метод имеет ограничение с точки зрения невозможности определения доли участия каждого из пластов в темпе

изменения давления на забое скважины (уровня в межтрубном пространстве). Метод применим при использовании оборудования ОРЭ, обеспечивающее изоляцию исследуемого пласта, однако при этом остается открытым вопрос о значении удельного веса нефти (пластовой жидкости) в исследуемом интервале, что также ограничивает применение метода для многопластовых объектов с изоляцией пластов.

Другим, широко известным методом обработки КВД с учетом послепритока пластового флюида в ствол скважины является интегральный метод Г.И.Баренблатта, Ю.П. Борисова, С.Г. Каменецкого, А.П. Крылова [6, 15, 48, 55], который обоснован математически и физически, поскольку основан на точном решении обратных задач теории упругого режима и предусматривает вычисление интегралов от функции, которая представляет собой фактическую КВД. Метод устойчиво ведет себя к ошибкам измерения давления и расхода, поскольку численное вычисление интегралов осуществляется значительно точнее, чем численное вычисление производной функции КВД.

Поле давления вокруг скважины в бесконечном пласте с учетом переменного притока к забою скважины после ее остановки удовлетворяет дифференциальному уравнению

$$\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} + \frac{\partial^2 p}{\partial r^2} = \frac{1}{\kappa} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (2.13)$$

где  $p$  – давление в точке пласта, находящейся на расстоянии  $r$  от скважины.

Переменный приток в скважину согласно закону Дарси может быть выражен соотношением [6]:

$$q = 2\pi \frac{kh}{\mu} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_c}, \text{ см}^3/\text{сек} \quad (2.14)$$

где принятые обозначения соответствуют обозначениям формулы (2.9) с теми же размерностями. С другой стороны,  $q$  выражается формулой [6]

$$q = \frac{f_z + f_{II}}{\gamma} \frac{d\Delta p_c}{dt} - \frac{f_z}{\gamma} \frac{d\Delta p_z}{dt} - \frac{f_{II}}{\gamma} \frac{d\Delta p_{II}}{dt}, \text{ см}^3/\text{сек} \quad (2.15)$$

где  $f_z$  и  $f_{II}$  – площадь сечения затрубного (кольцевого) пространства и НКТ, см<sup>2</sup>;

$p_c, p_3, p_6$  – изменение давления соответственно восстановления на забое, на устье в кольцевом пространстве, и на буфере (в НКТ) за время  $\Delta t$ , ат;

Остальные обозначения прежние.

Из (2.14) и (2.15) авторы методики получили граничное условие на стенке скважины

$$\frac{f_s + f_n}{\gamma} \frac{dp_c}{dt} - \frac{f_s}{\gamma} \frac{dp_3}{dt} - \frac{f_n}{\gamma} \frac{dp_6}{dt} = 2\pi \frac{kh}{\mu} \left( r \frac{\partial p}{\partial r} \right)_{r=r_c}, \quad (2.16)$$

Используя решения, полученные Ван Эвердингом и Харстом, авторы методики нашли решение дифференциального уравнения в виде [6]:

$$\frac{1}{p_c(t_0)} \left\{ \left[ \left( \frac{f_s + f_n}{\gamma Q} \right) p_c(t_0) - \frac{f_s}{\gamma Q} p_3(t_0) - \frac{f_n}{\gamma Q} p_6(t_0) \right] t_0^2 \right\} = - \frac{2\pi kh}{Q\mu} \left( \frac{r_c^2}{x} \right) \frac{K_1 \left( \sqrt{r_c^2/x t_0} \right)}{\sqrt{r_c^2/x t_0} K_0 \left( \sqrt{r_c^2/x t_0} \right)} \quad (2.17)$$

где  $K_1$  и  $K_0$  – функций Бесселя. Остальные обозначения прежние.

Применив к функциям Бесселя асимптотические представления, авторы методики получили окончательное фундаментальное уравнение [6]:

$$\begin{aligned} \Psi(t_0) &= \frac{p_c(t_0)}{\frac{f_s + f_n}{\gamma Q t_0} \left[ p_c(t_0) - \frac{f_s}{f_s + f_n} p_3(t_0) - \frac{f_n}{f_s + f_n} p_6(t_0) \right] - t_0} = \\ &= \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln \frac{0,793 r_c^2}{x} - \frac{Q\mu}{4\pi kh} \ln t_0 \end{aligned} \quad (2.18)$$

или

$$\begin{aligned} \Psi(t_0)' &= \frac{p_c(t_0)}{\frac{f_s + f_n}{\gamma t_0} \left[ p_c(t_0) - \frac{f_s}{f_s + f_n} p_3(t_0) - \frac{f_n}{f_s + f_n} p_6(t_0) \right] - Q t_0} = \\ &= \frac{\mu}{4\pi kh} \ln \frac{0,793 r_c^2}{x} - \frac{\mu}{4\pi kh} \ln t_0, \end{aligned} \quad (2.20)$$

где  $t_0$  – константа, имеющая размерность времени, об определении которой подробно изложено в работе [6];  $\Delta p_c(t_0), \Delta p_3(t_0), \Delta p_6(t_0)$  интегралы от соответствующих депрессий  $\Delta p_c, \Delta p_3, \Delta p_6$  которые определяются численным интегрированием. Остальные обозначения прежние.

Прямолинейная анаморфоза зарегистрированной КВД строится в координатах  $\psi$  и  $\lg(t_0)$ , по угловому коэффициенту которой и отрезку на оси ординат определяют фильтрационные параметры:

$$\alpha = 0,183 \frac{Q\mu}{kh} = \frac{\psi_2 - \psi_1}{(\lg t_0)_2 - (\lg t_0)_1}, \quad (2.21)$$

$$C = 0,183 \frac{Q\mu}{kh} \lg \frac{0,793r_c^2}{x}, \quad (2.22)$$

$$\alpha' = 0,183 \frac{\mu}{kh} \frac{\psi_2' - \psi_1'}{(\lg t_0)_2 - (\lg t_0)_1}, \quad (2.23)$$

$$C' = 0,183 \frac{\mu}{kh} \lg \frac{0,793r_c^2}{x}. \quad (2.24)$$

Несмотря на видимую сложность, этот метод достаточно прост и доступен промысловым исследователям, учитывая хорошую его алгоритмируемость. В большинстве отечественных программных продуктах метод реализован. К его достоинствам относится то, что он учитывает затухающий приток достаточно точно [7]. Однако, как и предыдущая применительно к многопластовым объектам метод имеет ограничение с точки зрения невозможности определения доли участия каждого из пластов в темпе изменения давления на забое скважины (уровня в межтрубном пространстве). Метод применим при использовании оборудования ОРЭ с вышеуказанными ограничениями по неопределенности плотности пластового флюида в каждом из пластов многопластового объекта.

Представленные методики имеют теоретическое обоснование, широко апробированы в нефтепромысловой практике в течение более 50 лет и вполне применимы для широкого внедрения. Проблему обработки КВД с учетом притока можно было бы считать решенной, однако на практике выяснилось, что разные методы по разному чувствительны к погрешности измерений дебита и давления. В частности, дифференциальные методы слабо чувствительны к погрешности регистрации начальных участков КВД, но в ряде случаев не пригодны для обработки конечных участков. Интегральные методы, наоборот, более чувствительны к погрешности на начальных участках кривых. В связи с этим остается открытым вопрос о предпочтительной методике. Этому вопросу посвящены работы В.Н. Шелкачева, Э.Д. Мухарского и Ю.П. Борисова, Б.Н. Богачева, И.И. Рахимкулова и др., которые, однако, не дали однозначного ответа. Это связано с тем, что затухающий приток пластового флюида из пласта в ствол скважины определяется косвенными методами через изменение уровня в

межтрубном пространстве скважины или изменение давления, зарегистрированного на забое скважины, с низкой чувствительностью и высокой погрешностью.

### 2.3.4 Термодинамические исследования

Как указано в п. 2.1 термодинамические исследования совместно с регистрацией давления при изменении режима работы скважины обеспечивают определение доли дебита, вносимого каждым из пластов многопластового объекта в общий дебит скважины, основываясь на анализе баротермического и дроссельного эффектов.

В основе методики обработки термограмм лежит известное уравнение сохранения энергии, приведенное в работе [127] Э.Б.Чекалюка, которое можно в общем случае представить в виде:

$$\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_i + \frac{r_0 u_{i0}}{r_c} \left[ \left(\frac{\partial T}{\partial r}\right)_i + \xi_i \left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)_i \right] = 0, \quad (2.25)$$

где  $\frac{\partial T}{\partial \tau}$  - темп изменения температуры напротив исследуемого пласта, К/с;

$\frac{\partial T}{\partial r}$  - градиент температуры в пласте, К/м;  $\frac{\partial P}{\partial r}$  - градиент давления в пласте,

Па/м;  $r_c$  - радиус скважины, м;  $\xi$  - коэффициент Джоуля-Гомсона, К/Па;

$u = \gamma \frac{c_p}{c_{II}} v$  - скорость конвективного переноса тепла в пористой среде, м/с;  $c_{II}$  -

теплоемкость пористой среды, Дж/(м<sup>3</sup>\*К);  $c_p$  - теплоемкость системы при постоянном внешнем давлении (изобарная теплоемкость), Дж/(кг\*К);  $\gamma$  -

объемный вес пластового флюида, кг/м<sup>3</sup>;  $v$  - скорость фильтрации пластового флюида, м/с;  $i$  – номер пропластка.

Из уравнения сохранения энергии (2.25) получены зависимости для определения соотношения скоростей фильтрации  $v_i$  и  $v_{i+1}$  соответственно  $i$  и  $i+1$  пропластков:

$$v_i = \frac{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_i}{\gamma \frac{c_p}{c_{II}} \left( \xi_p \cdot A + \xi \cdot A \frac{\sqrt{1+r}}{r} \right)}; \quad v_{i+1} = \frac{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_{i+1}}{\gamma \frac{c_p}{c_{II}} \left( \xi_p \cdot A + \xi \cdot A \frac{\sqrt{1+r}}{r} \right)}, \quad (2.26)$$

где  $A = \left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)_i = \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_k}{r_c}} \cdot \frac{1}{r}$ ,  $\left(\frac{\partial T}{\partial r}\right)_i = -\xi \cdot A \frac{\sqrt{1+r^2}}{r}$  для случая стационарной плоскорадиальной фильтрации жидкости в многослойном пласте;  $\Delta P$  - депрессия на пласт, Па;  $R_k$  - радиус контура питания, м;  $r$  - радиальная координата, м.

Отношение скоростей фильтрации двух произвольных пластов многопластового объекта, получим:

$$\frac{v_i}{v_{i+1}} = \frac{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_i}{\gamma \frac{c_p}{c_{II}} \left( \xi_p \cdot A + \xi \cdot A \frac{\sqrt{1+r}}{r} \right)} \cdot \frac{\gamma \frac{c_p}{c_{II}} \left( \xi_p \cdot A + \xi \cdot A \frac{\sqrt{1+r}}{r} \right)}{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_{i+1}}. \quad (2.27)$$

Введя обозначение для отношения скоростей фильтрации:

$$m = \frac{v_i}{v_{i+1}} \equiv \frac{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_i}{\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_{i+1}}, \quad (2.28)$$

получим коэффициент, который пропорционален отношению темпов изменения температуры (производных температуры) напротив исследуемых интервалов в начальный период времени  $\tau$  работы скважины ( $\tau \approx 10 \text{ мин}$ ).

Темпы изменения температуры  $\left(\frac{\partial T}{\partial \tau}\right)_i$  определяются графическим способом проведением касательных к графикам температуры в интервале времени от 0 до 5-10 минут (рисунок 2.5) или численным дифференцированием.

Определение дебита каждого пласта многопластового объекта на примере рисунка 2.5 осуществляется по следующей методике [73, 104]:

- интегральный дебит скважины определяется по результатам инструментальных замеров на устье скважины, по которому определяется линейная скорость потока в стволе скважины  $v_0$  в интервале ствола от кровли верхнего пласта до устья;

- по построенным термограммам трех термометров (для случая, приведенного на рисунке 2.5), зарегистрированных напротив трех продуктивных пластов, графическим способом определяются производные начальных участков  $m_1$  для самого верхнего пласта,  $m_2$  для среднего пласта и  $m_3$  для нижнего пласта (методика справедлива в общем случае для  $n$  пластов многопластового объекта);

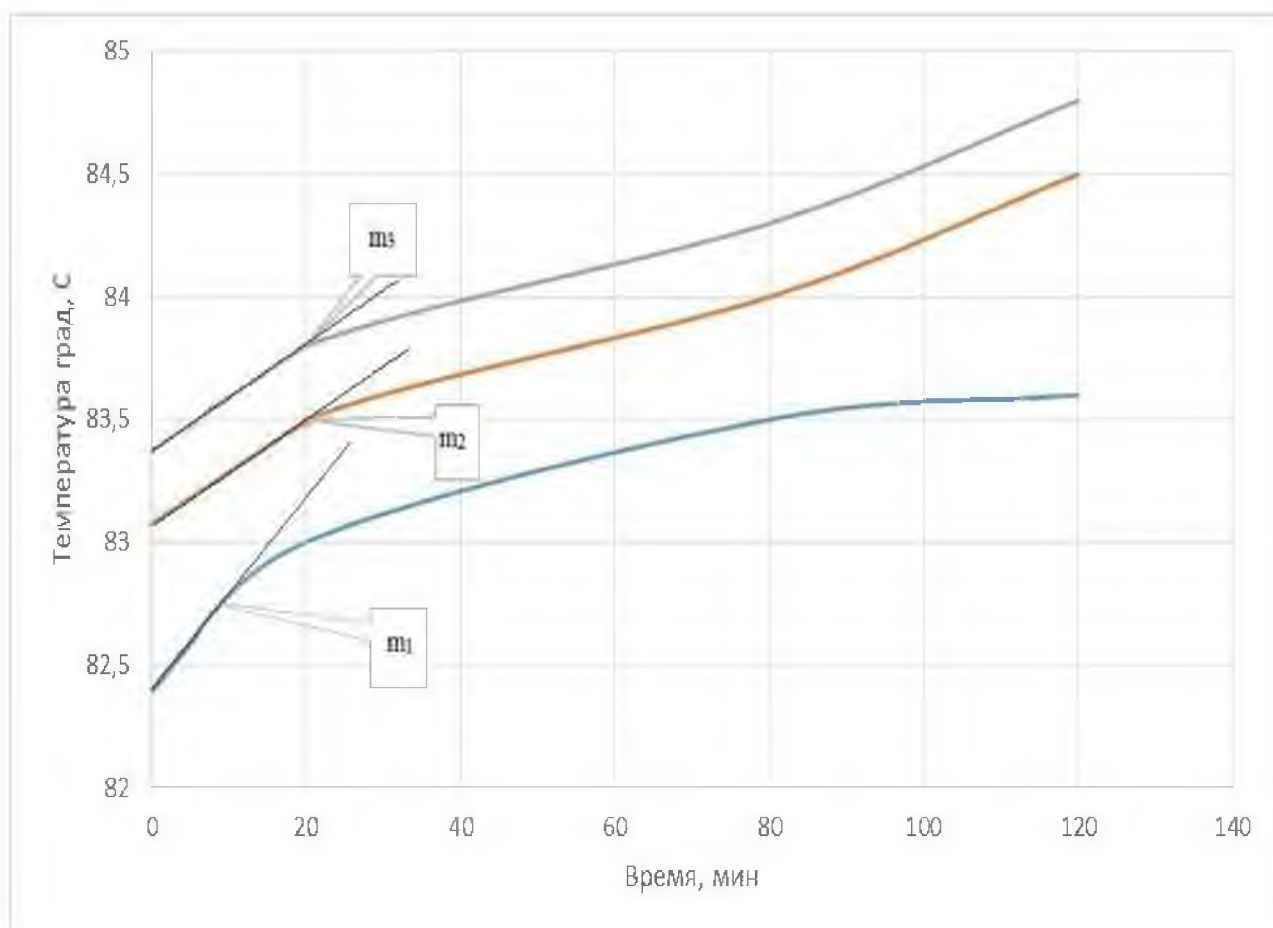


Рисунок 2.5 – Определение производных температуры по термограммам



- определяются отношения между верхним и средним пластами, а затем между средним и нижним пластами  $m_{1,2} = \frac{m_1}{m_2}$ ,  $m_{2,3} = \frac{m_2}{m_3}$ ;

- вычисляются линейные скорости потоков каждого из продуктивных пластов по формулам  $v_1 = v_0 - v_2$ ,  $v_2 = \frac{v_0}{1 + m_{1,2}}$ ,  $v_3 = \frac{v_1}{1 + m_{2,3}}$ ;

- по линейным скоростям вычисляют проницаемость каждого из продуктивных объектов по формуле  $k_i = \frac{v_i \cdot \mu_i}{\frac{\partial p}{\partial r_i}}$ , где  $\frac{\partial p}{\partial r_i}$  градиент давления в  $i$ -

ом пласте многопластового объекта, а также гидропроводность  $\varepsilon_i = \frac{k_i \cdot h_i}{\mu_i}$ .

Представленная методика предназначена для использования при разработке многопластового объекта одним фильтром скважины.

При использовании предлагаемых компоновок ОРЭ предлагаемую методику целесообразно использовать в случае низкой чувствительности поверхностного средства измерения дебита.

## Выводы по главе 2

1. Произведен анализ методов контроля разработки нефтяных месторождений. При эксплуатации скважин ОРЭ метод термометрии является наиболее информативным. Определена методика проведения термогидродинамических исследований.

2. Технология определения продуктивных характеристик и пластовых свойств включает исследования на установившемся и неуставившемся режимах фильтрации. Особенностью скважин ОРЭ при использовании компоновок с отсечением пластов является одновременное проведение исследований на установившемся режиме по одному пласту и исследований на неуставившемся режиме по второму пласту. Результатом исследований получают индикаторные диаграммы и кривые

восстановления давления для каждого отдельного пласта и совместных исследований.

3. В главе приводится обзор существующих методик обработки результатов гидродинамических и термодинамических исследований. Определены алгоритмы интерпретации барограмм и термограмм.

### **3. Технико-технологические решения по контролю и регулированию разработки при ОРЭ.**

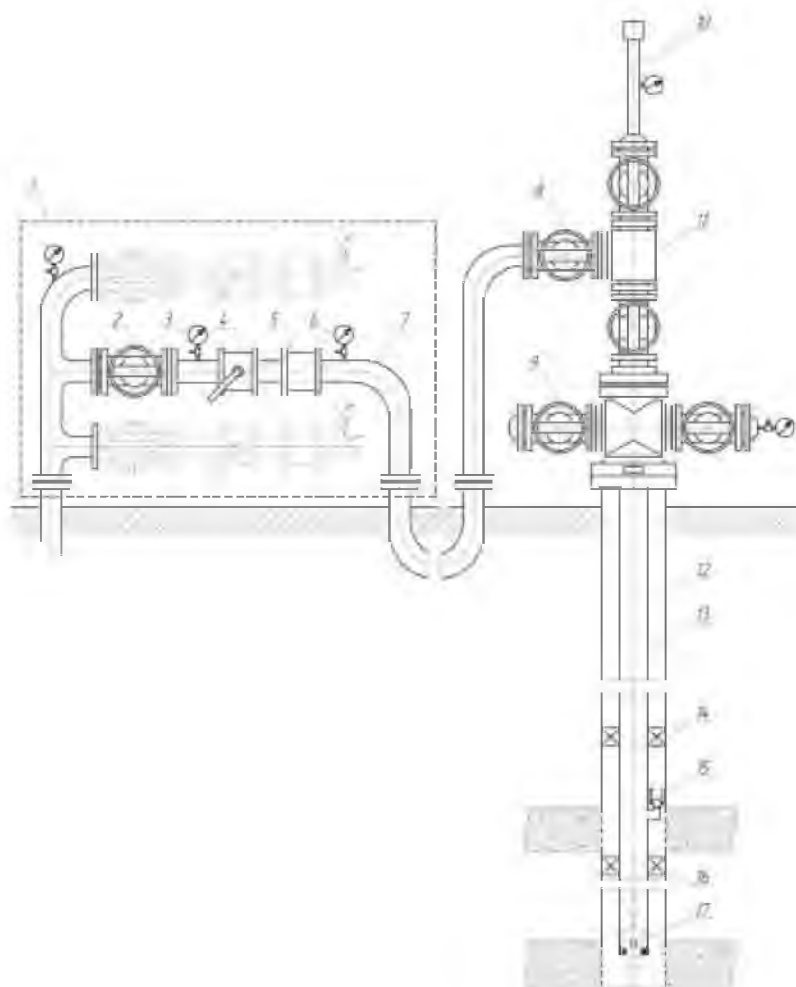
#### **3.1. Разработка и обоснование комплекса новых технологических и технических решений одновременно-раздельной закачки воды.**

Одновременно-раздельная закачка воды может осуществляться различными схемами с использованием соответствующих конструкций. Конструкции ОРЭ можно разделить на однопакерные и двухпакерные, однолифтовые и двухлифтовые, с параллельными и концентрическими лифтами.

С 2005 года производится внедрение систем ОРЭ на Русскинском месторождении, разработан стандарт предприятия по работе с ОРЭ [98]. Испытаны различные типы компоновок, выбраны оптимальные системы для существующих организационно-технических условий, показавшие высокий уровень надежности и информативности контрольных параметров. В приобщенные объекты скважин ОРЭ закачено более 400 тыс. м<sup>3</sup> воды, что позволило дополнительно добыть 55 тыс. тонн нефти [120]. Практические испытания доказали, что технологии одновременно-раздельной закачки являются экономически выгодным инструментом системы поддержания пластового давления (ППД) многопластовых месторождений.

Проведены испытания различных конструкций ОРЭ [42]. Опробованы схемы с применением дросселирующего устройства для регулирования расхода воды в верхний или нижний пласт, а также с регулированием обоих пластов (рисунок 3.1). Дросселирующее устройство устанавливается как стационарно, так и доставляется на канатной проволоке. Испытаны однопакерные и двухпакерные конструкции. Данные компоновки отличаются простотой монтажа, дешевизной оборудования. Однако недостатком являются операционные расходы на замену дросселя или спуск глухой вставки для отдельного замера расхода закачиваемой воды по

пластам, а также отсутствие постоянного отдельного учета объемов закачиваемой воды. Производится постоянный замер общего расхода, распределение по пластам рассчитывается по проходному диаметру дросселя.

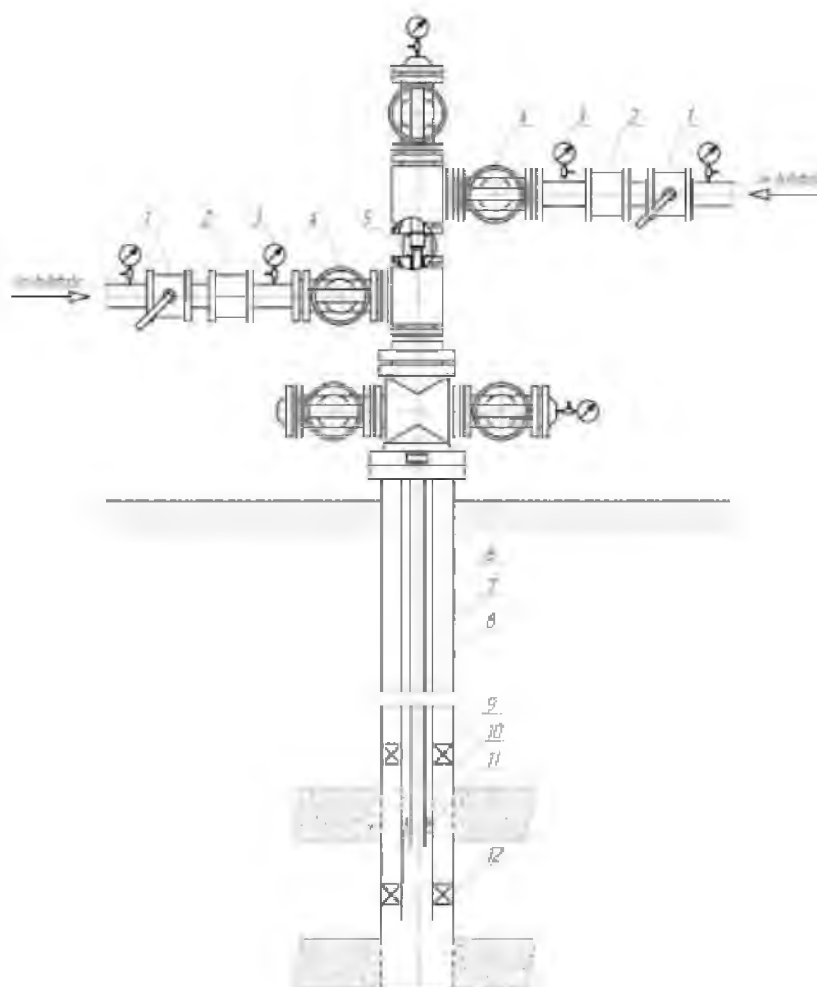


- 1 - водораспределительная гребенка; 2 - задвижка входная; 3, 6 - манометр;  
 4 - регулятор расхода; 5 - расходомер; 7 - водовод нагнетательный;  
 8 - задвижка нагнетательного водовода; 9 - задвижка затрубья; 10 - лубрикатор;  
 11 - устьевая арматура; 12 - эксплуатационная колонна; 13 - колонна НКТ;  
 14 - верхний пакер; 15 - КОРЗ-1; 16 - пакер самоопрессовочный;  
 17 - дроссель нижнего пласта

Рисунок 3.1 - Однотрубная двухпакерная компоновка для ОРЗ воды (КОРЗ-1-2П) в два пласта (дросселирование нижнего пласта)

Решением проблемы непрерывного контроля закачки по пластам явилась двухтрубная компоновка (рисунок 3.2). Контроль устьевого давления

и расхода воды по пластам, а также регулирование закачки производится на устье скважины.



- 1 - регулятор расхода; 2 - расходомер; 3 - манометр; 4 - задвижка;  
5 - планшайба подвески внутренней колонны труб; 6 - эксплуатационная колонна;  
7 - внешняя колонна труб; 8 - внутренняя колонна труб; 9 - верхний гидравлический пакер;  
10 - фильтр;  
11 - разъединитель; 12 – нижний гидравлический пакер

Рисунок 3.2 - Двухтрубная компоновка для ОРЗ воды в два пласта

Замеряемые параметры выведены на телеметрию, что ускоряет процесс реагирования на любые отклонения от установленного режима. Данная компоновка является универсальной для всех скважин ОРЗ на два пласта, позволяет производить контроль и оперативное регулирование системы ППД. Минусом является повышенная металлоемкость по отношению к однострубно́м конструкциям. С 2010 года внедряются только двухтрубные компоновки данного типа как наиболее технологически совершенные.

Экономический эффект от внедрения технологии ОРЗ определяется за счет экономии капитальных затрат на бурение и обустройство одной нагнетательной скважины. Расчет проведен (таблица 3.1) на основании данных по скважине №595 Русскинского месторождения.

Таблица 3.1. Расчет экономической эффективности от внедрения технологии ОРЗ

№ п/п	Наименование показателей	Единица измерения	Базовый вариант (до внедрения технологии ОРЗ)	Сравнительный вариант (после внедрения технологии ОРЗ)
1	Затраты на бурение и обустройство одной нагнетательной скважины	тыс.руб.	28052,063	-
2	Затраты на проведение КРС	тыс.руб.	-	5244,702
3	Затраты на оборудование	тыс.руб.	686,726	804,716
4	Итого затраты	тыс.руб.	28738,789	6049,418
5	Экономический эффект от внедрения технологии ОРЗ	тыс.руб.		22689,371

При освоении скважины после бурения сразу как ОРЗ исключаются затраты на капитальный ремонт по приобщению второго пласта и экономический эффект увеличивается до 28 млн. рублей.

### **3.2. Разработка и обоснование комплекса новых технологических и технических решений одновременно-раздельной добычи нефти в рассматриваемых условиях.**

Выпускаемые отечественными и зарубежными компаниями-производителями компоновки ОРЭ рассмотрены в первой главе, они имеют значительные ограничения [120]:

- Диаметр эксплуатационной колонны должен быть не менее 178 мм, для дуальных систем зарубежного производства;
- Глубина спуска оборудования с использованием УШГН не может быть ниже 1600-1800 м;
- Для компоновок с УЭЦН дебиты пластов должны обеспечивать работу насосов в постоянном режиме.

Таким образом, оборудование ОРЭ необходимо подбирать с учетом индивидуальных геолого-технических особенностей каждой скважины. К примеру, в условиях относительно неглубоких пластов Урала и Татарии успешно работают компоновки «ШГН + ШГН» и «ШГН + ЭЦН»; для высокопродуктивных меловых отложений Западной Сибири применимы различные модификации компоновок с УЭЦН. Данные компоновки, несомненно, представляют практический интерес, их производство можно считать уже серийным, что облегчает их использование.

Однако юрские отложения Западной Сибири залегают на глубинах около 3000 м и имеют невыдержанную по своим свойствам структуру, чаще всего дебит скважин по жидкости составляет 8-12 м<sup>3</sup>/сут. Отдельно такие скважины эксплуатировать нерентабельно. Разработаны и внедрены схемы ОРЭ двух пластов, один из которых (или оба) является низкопродуктивным (рисунок 3.3). Технология подразумевает эксплуатацию одним ЭЦН. Между пластами стационарно установлен пакер с клапаном-отсекателем (гидравлического или электромеханического действия) [70, 71]. В штатном режиме замеряется суммарный дебит и обводненность двух пластов. Для

определения параметров по пластам - закрывается клапан-отсекатель и отсекает нижний пласт. Положение клапана определяется по изменению режима работы скважины на основании данных термоманометрической системы (ТМС). В автоматизированной групповой замерной установке (АГЗУ) замеряется дебит и обводненность верхнего пласта на той же депрессии, что и при совместной работе двух пластов. Дебиты жидкости и нефти нижнего пласта определяются как разность между суммарными параметрами и замерами верхнего пласта.

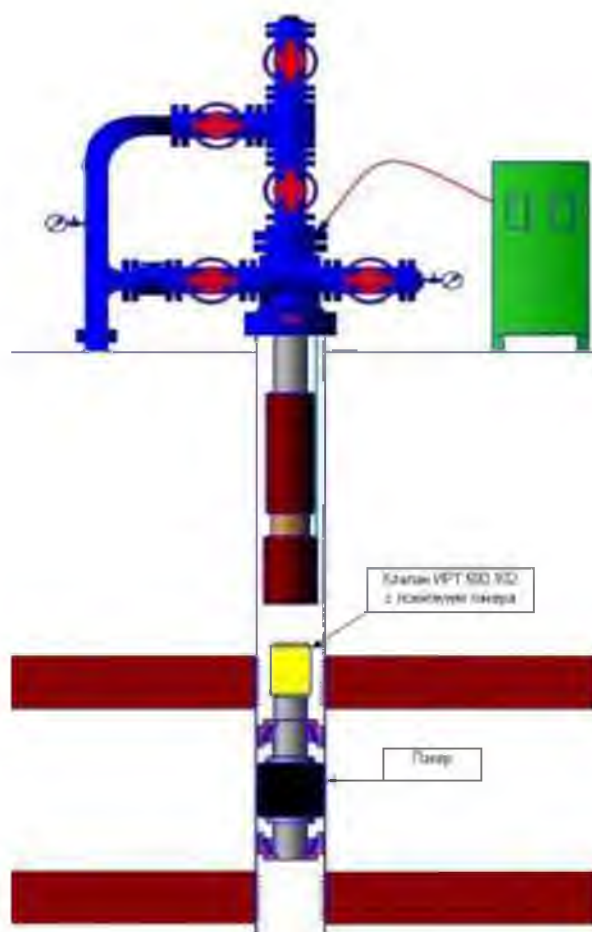


Схема компоновки совместной эксплуатации двух пластов с гидравлическим клапаном-отсекателем.

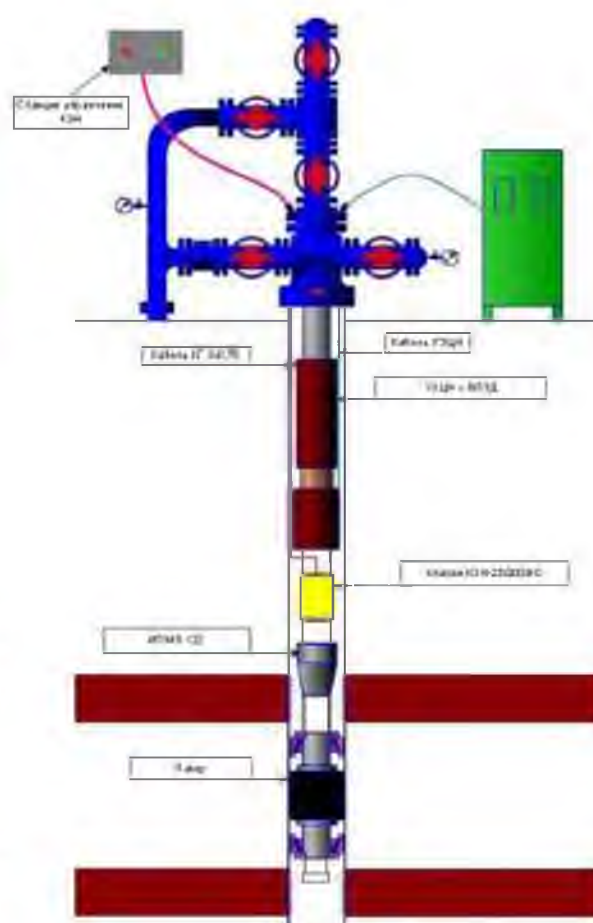


Схема компоновки совместной эксплуатации двух пластов с электрическим клапаном-отсекателем.

Рисунок 3.3. Схемы компоновок ОРЭ с клапанами-отсекателями.



А также разработана схема ОРЭ двух пластов с возможностью отсечения и регулирования отбора из обоих пластов (рисунок 3.4). В подпакерных пространствах установлены клапана-регуляторы и геофизические приборы. В нормальном режиме оба пласта работают совместно, при необходимости отборы можно регулировать. Для замера параметров одного из объектов – второй перекрывается клапаном, при этом прибор записывает КВД и термограмму второго пласта. Таким образом, в процессе эксплуатации скважины регулярно появляются данные о коэффициенте продуктивности, гидропроводности, проницаемости призабойной и удаленной зон по пластам.

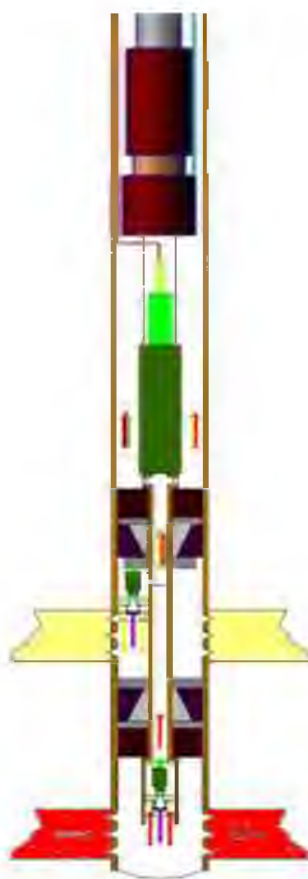


Рисунок 3.4. Схема ОРЭ с двумя клапанами-регуляторами отбора.

Расчет экономической эффективности может складываться из сокращения затрат на бурение дополнительной скважины, подобно описанному выше по скважине ОРЗ, либо от дополнительной добычи нефти (приведен в главе 1)

### 3.3. Разработка методики подбора оборудования и режима его работы для одновременно-раздельной добычи нефти для многопластовых объектов разработки.

Для системы ППД многопластового месторождения определена двухтрубная компоновка для ОРЗ воды в два пласта, отвечающая организационным и технологическим условиям Западной Сибири. Регулирование закачки воды производится на устье аналогично стандартным нагнетательным скважинам.

Разработана методика подбора оборудования ОРД для добывающих скважин многопластовых месторождений, основанная на анализе существующего оборудования.

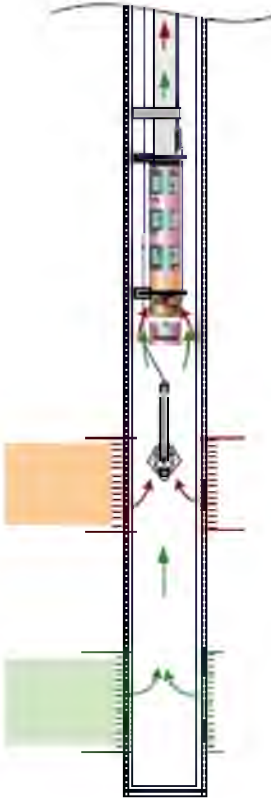


ЭЦН + подвижный геофизический прибор	ЭЦН + Y-Tool	ЭЦН + подвесные геофизические приборы
		

Рисунок 3.5. ОРД с одним насосом и геофизическими приборами.

Для скважин ОРД с разделением самостоятельных объектов разработки не применимы компоновки с одним насосом и подвесными геофизическими приборами (рисунок 3.5). В данных конструкциях учет дебита и обводненности по пластам производится в общем потоке приборами, не являющимися средствами измерения.

Для решения намеченных данной диссертацией задач возможно применение двухнасосных компоновок (рисунок 3.6) или разобщением пластов для замеров – ЭЦН-клапан/пакер (рисунок 3.7).

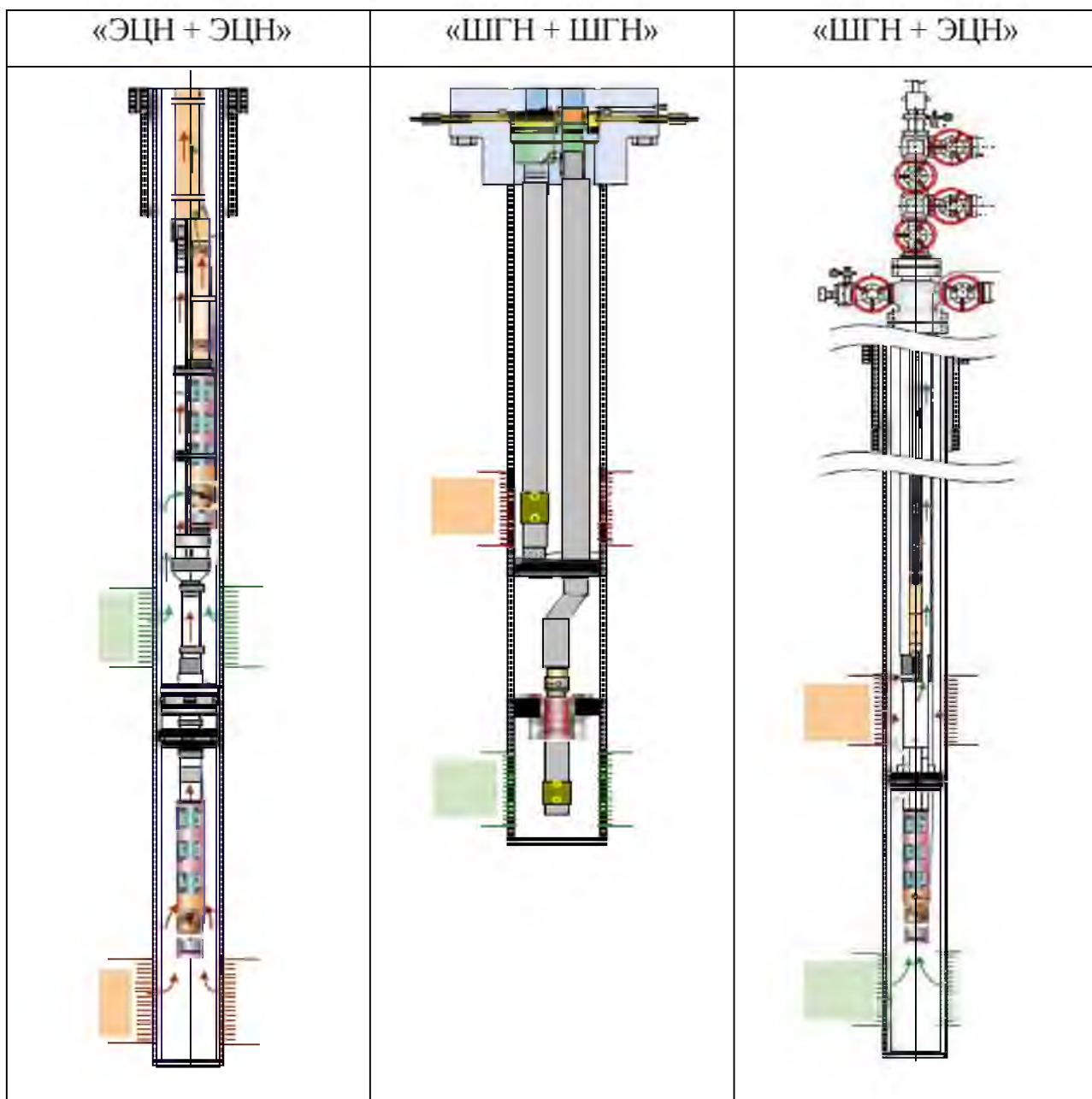


Рисунок 3.6. ОРД с двумя насосами.


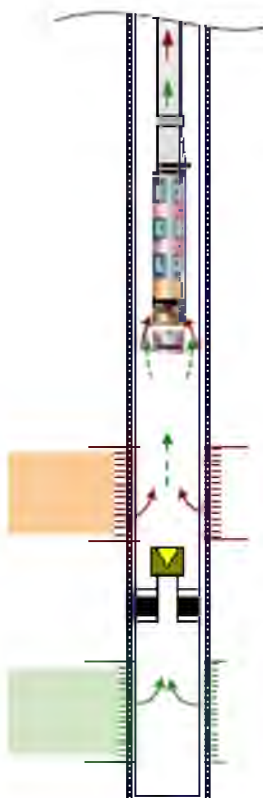
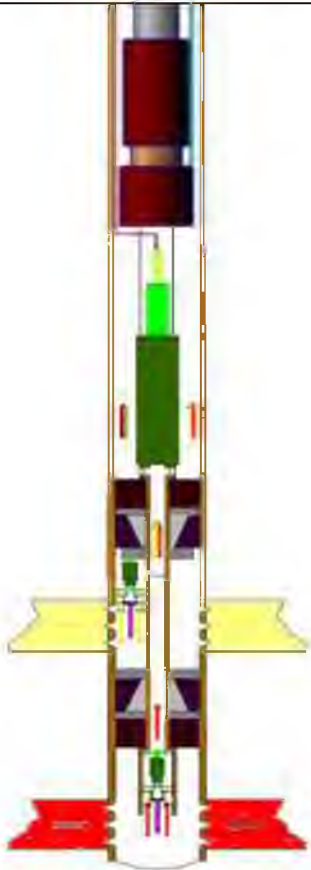
«ЭЦН + расширяющийся пакер»	«ЭЦН + клапан-отсекатель»	ЭЦН + двухклапанная система
		

Рисунок 3.7. ОРД с ЭЦН + клапан/пакер.

Каждая из компоновок имеет свои ограничения, с учетом которых создана методика подбора оборудования для ОРД (рисунок 3.8). Область применения ЭЦН-ЭЦН начинается от 30 м<sup>3</sup>/сут, верхний насос данной компоновки 3 условного габарита, его минимальная производительность - 20 м<sup>3</sup>/сут, что тоже является граничным условием. Компоновка позволяет организовать дифференцированное воздействие по пластам при наличии частотного регулятора. Тандем ШГН-ЭЦН применяется при дебите с верхнего пласта до 20 м<sup>3</sup>/сут. Компоновки с эксплуатацией нижнего пласта способом ШГН не рассматриваются, так как нижним объектом на Русскинском месторождении, как и на подавляющем большинстве месторождений Западной-Сибири, является низкопродуктивный пласт ЮС1 или ЮС2, и напора 1200 м развиваемого установкой ШГН недостаточно.

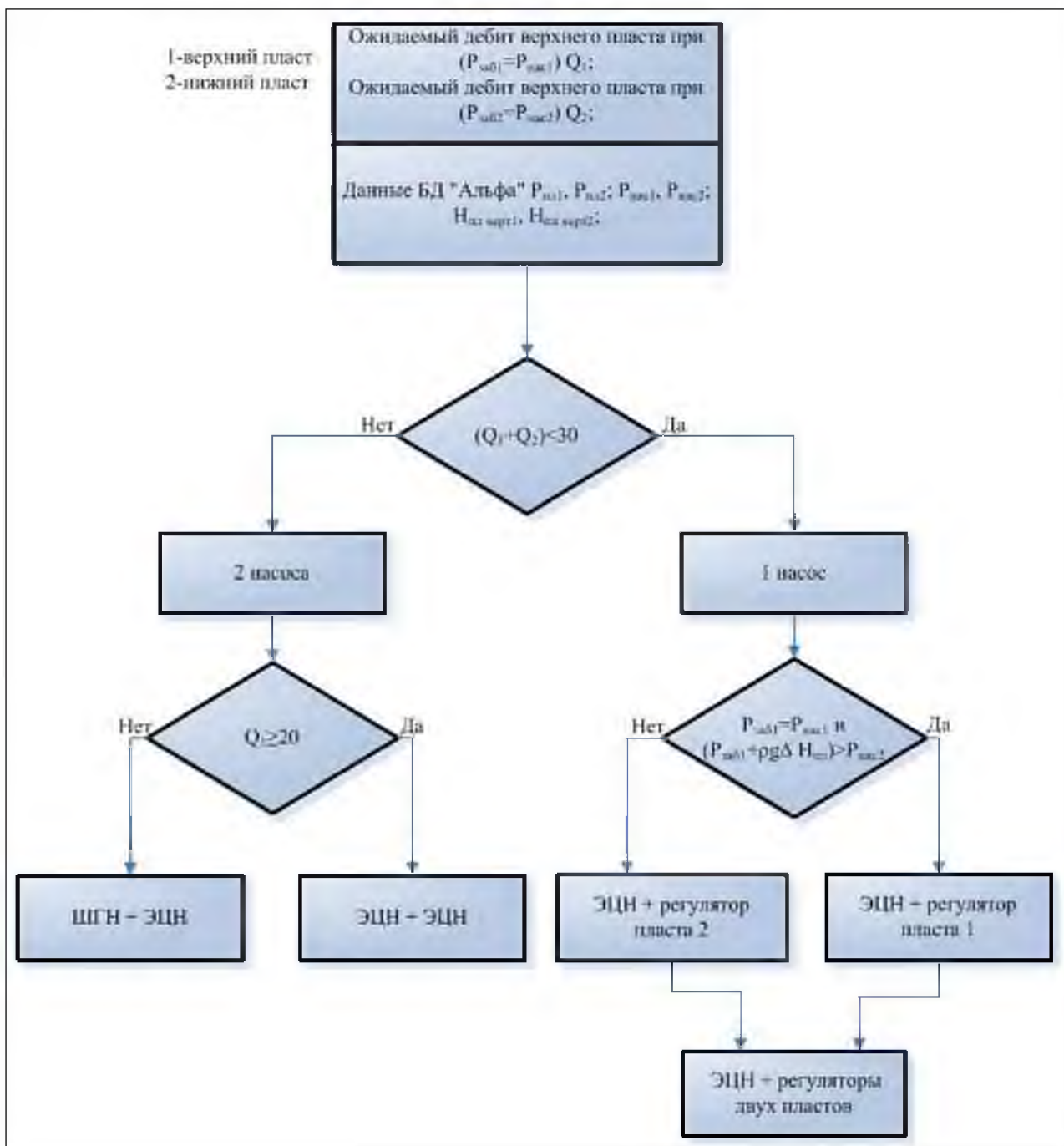


Рисунок 3.8. Алгоритм подбора оборудования ОРД.

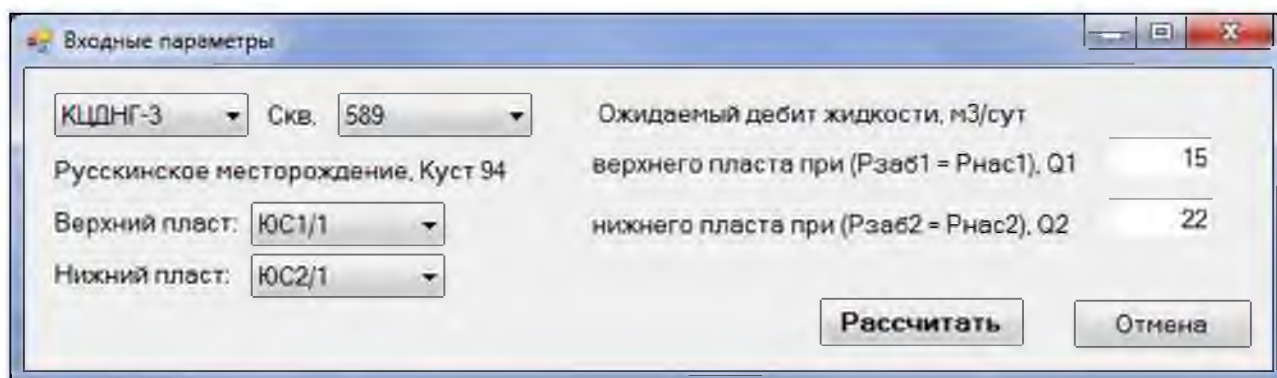
Двухнасосные компоновки обеспечивают дифференцированное воздействие по объектам.

За счет применения одной насосной установки, компоновка ЭЦН-клапан/пакер применима в диапазоне дебитов с суммарной подачей от 15 м<sup>3</sup>/сут. Регулирование депрессии производится с помощью клапана-регулятора и разобщающего пакера.



При замере параметров одного из объектов клапаном необходимо перекрывать другой объект, при этом выдерживать депрессию неизменной при помощи термоманометрической системы УЭЦН и регулировки частоты вращения вала. Поэтому необходимо предусматривать запас по напору УЭЦН, так как при снижении частоты напор уменьшается с квадратичной зависимостью. Стоит отметить, что данная система обеспечивает совместную добычу с отдельным учетом продукции по пластам, не являясь, по сути, системой одновременно-раздельной добычи. Однако данные системы позволяют решать задачи контроля и регулирования разработки многопластовых месторождений с наименьшими затратами и, поэтому заслуживают пристального внимания и анализа их возможностей.

На основе алгоритма подбора оборудования создано программное средство для помощи инженерам-технологам в планировании компоновок ОРД (рисунки 3.9, 3.10).



The screenshot shows a software window titled "Входные параметры" (Input Parameters). It contains the following fields and controls:

- Equipment type: КЦДНГ-3 (dropdown)
- Well type: Скв. (dropdown)
- Well ID: 589 (dropdown)
- Location: Русскинское месторождение, Куст 94 (text)
- Upper layer: ЮС1/1 (dropdown)
- Lower layer: ЮС2/1 (dropdown)
- Expected liquid flow rate (m³/day):
  - Upper layer (at  $P_{заб1} = P_{нас1}$ ): Q1 = 15
  - Lower layer (at  $P_{заб2} = P_{нас2}$ ): Q2 = 22
- Buttons: "Рассчитать" (Calculate) and "Отмена" (Cancel)

Рисунок 3.9. Программное средство по подбору оборудования ОРД (ПС ОРД), параметры для расчета.

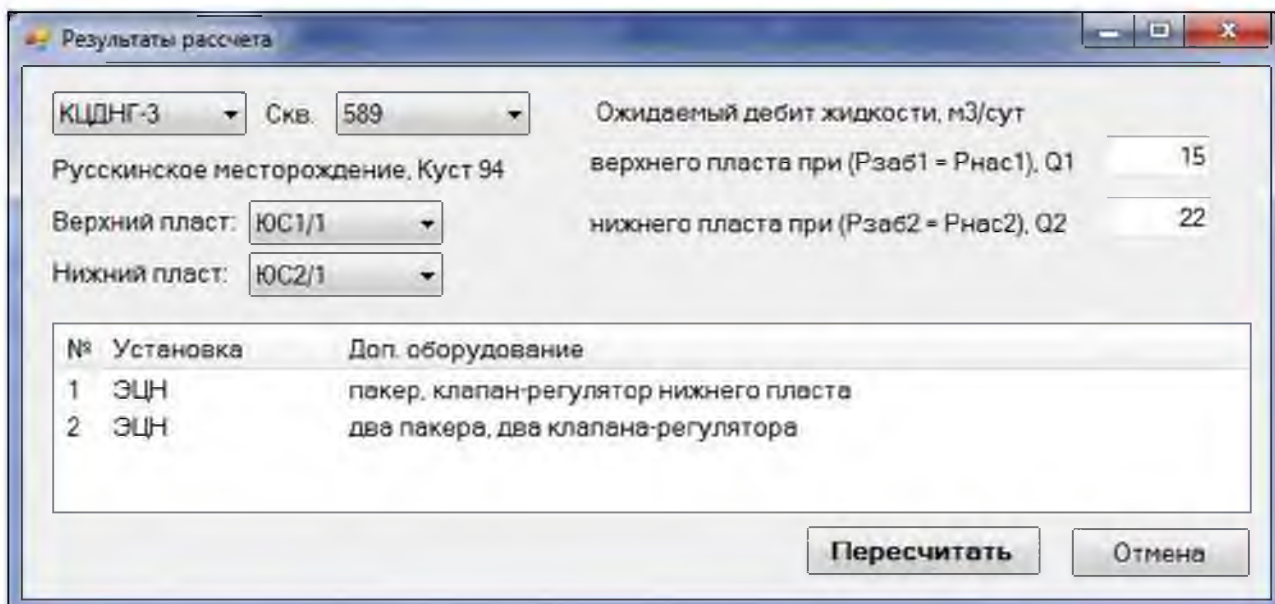


Рисунок 3.10. Программное средство по подбору оборудования ОРД (ПС ОРД), результат расчета.

ПС ОРД сопряжено с базой данных ОАО «Сургутнефтегаз» (БД «Альфа»). Инженеру нужно выбрать номер скважины, эксплуатируемые пласты и максимальные ожидаемые дебиты по пластам. Из БД «Альфа» для расчета берутся следующие параметры по выбранной скважине:

$P_{пл1}$ ,  $P_{пл2}$  – текущее пластовое давление верхнего и нижнего пласта соответственно,

$P_{нас1}$ ,  $P_{нас2}$  – давление насыщения верхнего и нижнего пласта соответственно,

$H_{пл\text{ верт}1}$ ,  $H_{пл\text{ верт}2}$  – вертикальная глубина кровли интервала перфорации верхнего и нижнего пласта соответственно.

В результате расчета созданное программное средство предлагает наиболее подходящую компоновку для одновременно-раздельной добычи.

### **Определение параметров работы пластов при эксплуатации систем ОРД.**

#### **ЭЦН+клапан/пакер.**

Запуск скважины и вывод на режим производится при совместной работе пластов (клапан открыт). После выхода скважины на устойчивый режим работы производится замер дебита, обводненности по скважине и

давления на приеме насоса с помощью ТМС. Для замера дебита и обводненности отдельно по пластам производится закрытие клапана. Контроль срабатывания клапана производится по снижению давления на приеме насоса и росту давления под клапаном (для компоновок с датчиком давления в подклапанной зоне). На станции управления УЭЦН задается по ТМС давление на приеме насоса равное замеренному до закрытия клапана. Далее контролируется выход УЭЦН на установившийся режим с поддержанием заданного давления на ТМС. После стабилизации режима работы установки производится замер дебита и обводненности открытого пласта.

Для компоновки с отсечением нижнего пласта:

Дебит нижнего пласта определяется как разность дебита скважины при одновременной и отдельной работе пластов. Обводненность нижнего пласта рассчитывается по формуле:

$$W_{\text{ниж}} = (Q_{\text{общ}} * W_{\text{общ}} - Q_{\text{верх}} * W_{\text{верх}}) / Q_{\text{ниж}} \quad (3.1)$$

где  $Q_{\text{общ}}$ ,  $Q_{\text{верх}}$ ,  $Q_{\text{ниж}}$  – дебит жидкости общий, верхнего пласта, нижнего пласта соответственно,

$W_{\text{общ}}$ ,  $W_{\text{верх}}$ ,  $W_{\text{ниж}}$  – обводненность общая, верхнего пласта, нижнего пласта соответственно.

Аналогично производится замер параметров по пластам и для компоновки с отсечением верхнего пласта

Забойное давление по пластам определяется как сумма давления на приеме насоса и давления столба жидкости от интервала перфорации пласта до насоса. Коэффициент продуктивности каждого из пластов определяется, используя дебит, забойное и пластовое давления по пластам соответственно.

#### **Двухнасосные системы.**

Для тандемов насосов ЭЦН и ШГН различных модификаций при использовании общего лифта для подъема жидкости при определении



параметров пластов необходимо останавливать один из насосов. Частые остановки насосов сокращают межремонтный период оборудования в целом. При практических испытаниях данных конструкций были получены осложнения при подъеме и извлечении компоновок из скважин. Такие конструкции следует использовать в скважинах с диаметром эксплуатационной колонны более 168 мм, но это редкость для месторождений Западной Сибири и России в целом.

#### **ЭЦН+2 клапана.**

Для замера параметров с использованием компоновки ЭЦН+2 клапана поочередно закрываются клапана и замеряется дебит и обводненность. Единственным условием является поддержание неизменной депрессии на пласты, что достигается с помощью регулирования частоты вращения ЭЦН и контролируется ТМС.

### **3.4. Методика определения неблагоприятных факторов при контроле динамики изменения скважинных и пластовых параметров по результатам регулярного проведения термогидродинамических исследований.**

При работе в многопластовой скважине оборудования, позволяющего мгновенно отсекаать продуктивные пласты, создаются условия для проведения термогидродинамических исследований (ТГДИС) по описанной во второй главе методике. В процессе замера продуктивных параметров одного пласта по второму записывается КВД. Требуемая регулярность замеров дебита жидкости и обводненности продукции обуславливает регулярность проведения исследований.

Создана методика определения неблагоприятных факторов при контроле динамики изменения скважинных и пластовых параметров по результатам регулярного проведения термогидродинамических исследований многопластовых скважин (рисунок 3.11) для планирования адресных геолого-технических мероприятий. Имея в распоряжении функции изменения во времени пластового и забойного давления, коэффициента продуктивности, скин-фактора, дебита, обводненности, можно выявить негативные процессы, происходящие в пласте, призабойной зоне, скважине, в насосе.

После запуска скважины и вывода на установившийся режим работы пластов согласно методике необходимо провести ТГДИС для определения всех вышеперечисленных параметров – это будут опорные параметры, с которыми в дальнейшем сравниваются текущие параметры. Опорные параметры на рисунке 3.11 отмечены звездочкой «\*». Для определения факторов влияющих на изменение параметров определенного пласта конкретной скважины необходимо знать также состояние компенсации по участку и взаимосвязи с нагнетательными скважинами.

В ОАО «Сургутнефтегаз» используется программный продукт собственной разработки «Компенсация, закачка вод». В данной программе учитывается влияние нагнетательных скважин на добывающие с учетом сетки скважин, уточненное результатами трассерных исследований, а также рассчитывается текущая и накопленная компенсация отборов пластовой жидкости закачкой воды.

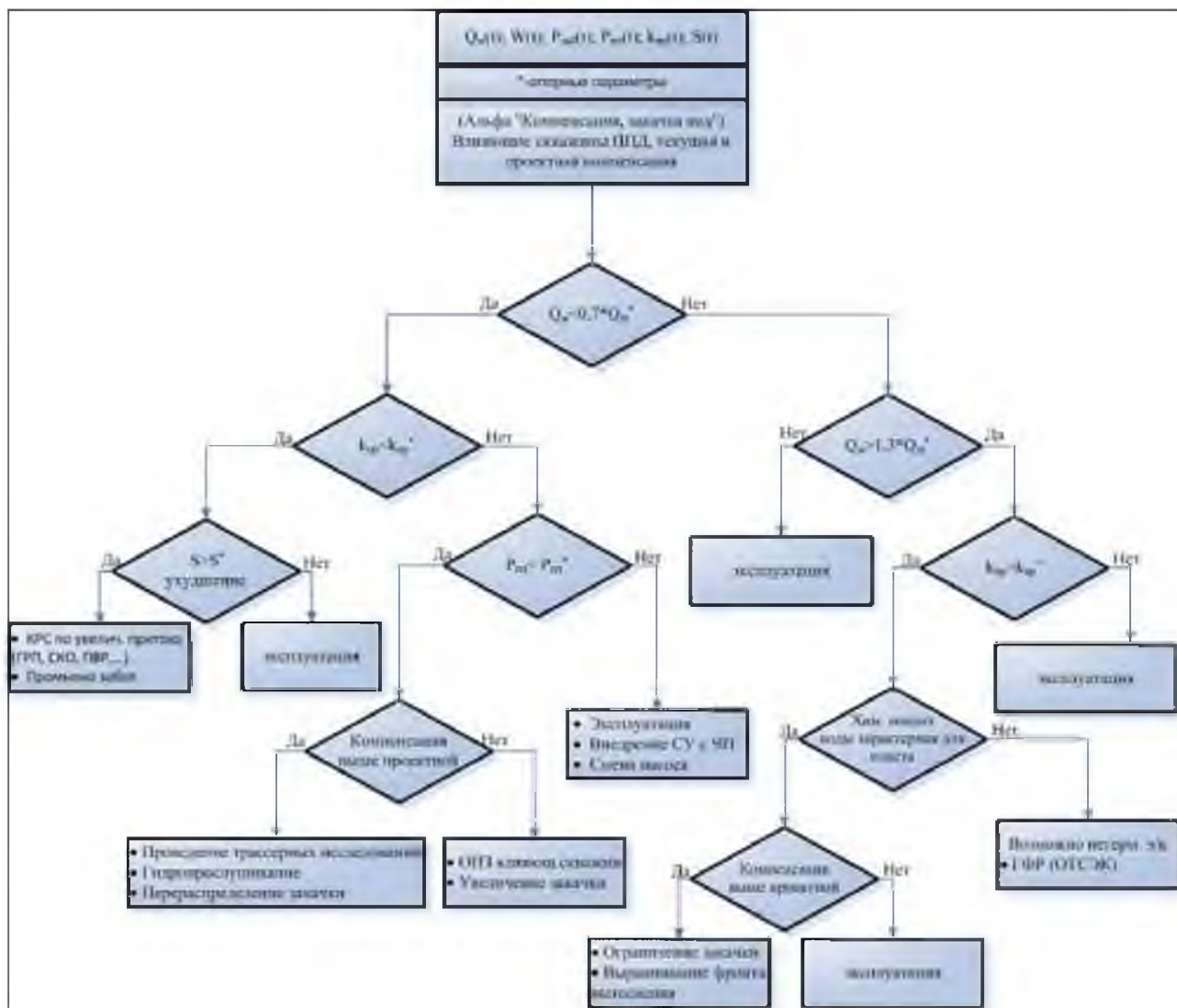


Рисунок 3.11. Методика определения неблагоприятных факторов.

Методика определения неблагоприятных факторов обобщает информацию о динамике изменения скважинных и пластовых параметров по результатам ТГДИС и компенсации отборов закачкой воды.

Предложенная методика позволяет определить негативные факторы, повлекшие какое-либо осложнение. Например, определить причину

снижения дебита жидкости: снижение пластового давления, засорение забоя скважины или осложнения, связанные с подземным оборудованием (засорение насоса, негерметичность НКТ и т.д.). При автоматизации определения неблагоприятных факторов, инженер получает сигнал о возможном осложнении, при необходимости проводит дополнительную интерпретацию данных ТГДИС, и подбирает адресные мероприятия. Это могут быть: мероприятия по увеличению притока к скважине (дополнительная перфорация, СКО, ГРП и т.д.), оптимизация системы поддержания пластового давления, смена насоса и т.д.

### **Выводы по главе 3**

4. Многолетний опыт внедрения систем ОРЗ позволил определить универсальную схему подземного оборудования, соответствующую технологическим и организационным требованиям нефтегазодобывающих предприятий.

5. Обоснована возможность применения различных конструкций в соответствующих условиях. Конструкции для совместной эксплуатации с одной УЭЦН и разобщающими пакерами, оснащенными клапанами-отсекателями, для отдельных исследований по пластам являются оптимальными для разработки юрских отложений Западной Сибири.

6. Разработана методика подбора подземного оборудования, определены граничные условия применимости каждого вида компоновок ОРД. По разработанному алгоритму создано программное средство по подбору оборудования для ОРД.

7. По всем видам ОРД представлены методики определения параметров работы пластов и отдельного учета продукции.

8. Создана методика определения неблагоприятных факторов при контроле динамики изменения скважинных и пластовых параметров по результатам регулярного проведения термогидродинамических исследований многопластовых скважин для планирования адресных геолого-технических мероприятий.

#### 4. Опытнo-промышленнaя эксплуатация технологий и технических средств ОРЭ.

##### 4.1. Результаты внедрения различных технологий ОРЗ, ОРЭ.

Проведено практическое испытание различных конструкций одновременно-раздельной закачки воды в два пласта через одну скважину. В НГДУ «Комсомольскнефть» ОАО «Сургутнефтегаз» побывало в эксплуатации более 40 скважин ОРЗ. Как отмечалось во второй главе, наиболее совершенными признаны двухлифтовые концентричные модификации оборудования. Они позволяют производить раздельную закачку по пластам с постоянным контролем приемистости, при необходимости существует возможность оперативного регулирования закачки.

Оборудование для ОРЗ эксплуатируется в экстремальных условиях – коррозионно активная среда и высокие скорости потока воды. Данные условия приводят к повышенному износу узлов и материалов. Многолетний опыт работы с ОРЗ позволил выявить зависимость наработки оборудования от приемистости скважины (рисунок 4.1).

Таблица 4.1. Максимальная наработка оборудования ОРЗ

Приемистость, м3/сут	Максимальная наработка, сут
до 100	1300
от 101 до 150	1200
от 151 до 200	1100
более 201	1000

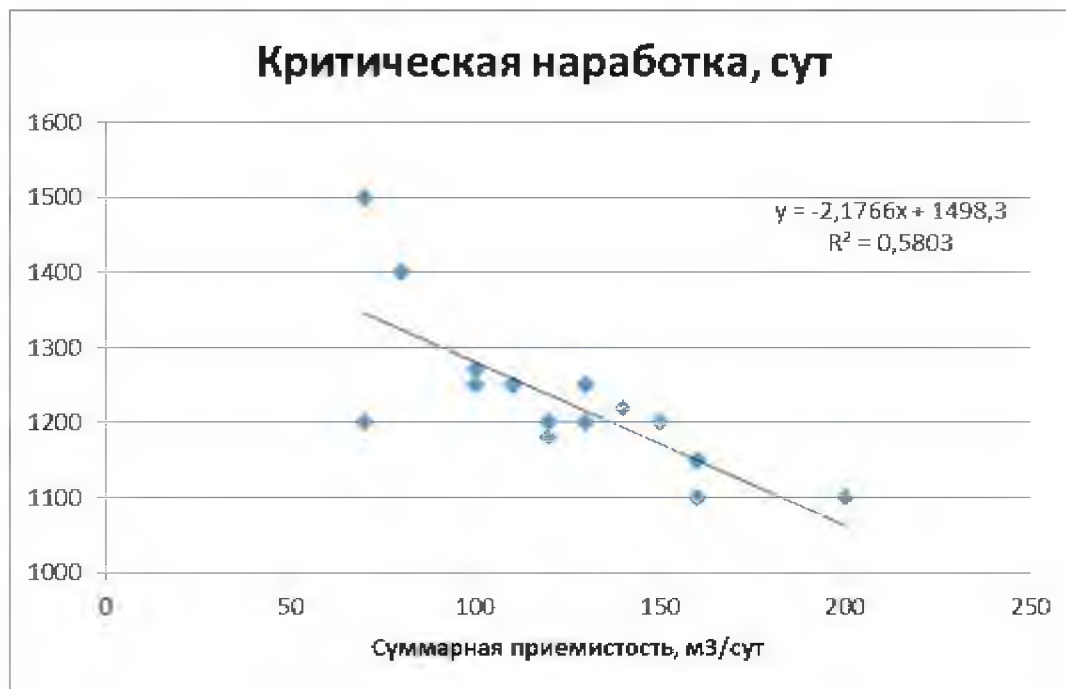


Рисунок 4.1 – Зависимость критической наработки оборудования ОРЗ от приемистости скважины.

Используя эмпирически выявленную зависимость, в НГДУ «Комсомольскнефть» регламентирован срок эксплуатации, после которого необходимо производить смену НКТ и ревизию оборудования (таблица 4.1). При большей наработке оборудования возрастает риск промыва НКТ. Предлагается регламентировать на предприятиях, использующих системы ОРЗ, критическую наработку в целях предотвращения аварий. Увеличение наработки оборудования возможно за счет применения более износостойких материалов или различных полимерных покрытий НКТ, что является предметом дальнейшего изучения.

В ОАО «Сургутнефтегаз» испытано множество конструкций ОРЭ как однонасосных так и двухнасосных. Внедрено более 15 тандемов из двух ЭЦН и ШГН с ЭЦН [121]. Данные конструкции являются действительно одновременно-раздельной эксплуатацией, здесь дифференцирована депрессия на пласты, у каждого пласта свой насос. Полностью соблюдается раздельный учёт, но, средняя наработка таких скважин не превышает 200 сут, что гораздо ниже текущей наработки механизированного фонда. Массовое

внедрение двухнасосных систем ОРЭ приведёт к увеличению ремонтов скважин и другим негативным последствиям. Поэтому данные компоновки пока невозможно считать оптимальным решением задачи ОРЭ.

На сегодняшний день наиболее положительные результаты получены при испытании компоновок совместной эксплуатации с разобщением двух пластов для отдельного учёта продукции. Их принципиальная схема такова: УЭЦН с ТМС, разобщающий пакер и запорный элемент - гидравлический или электрический клапан (рисунок 4.2).

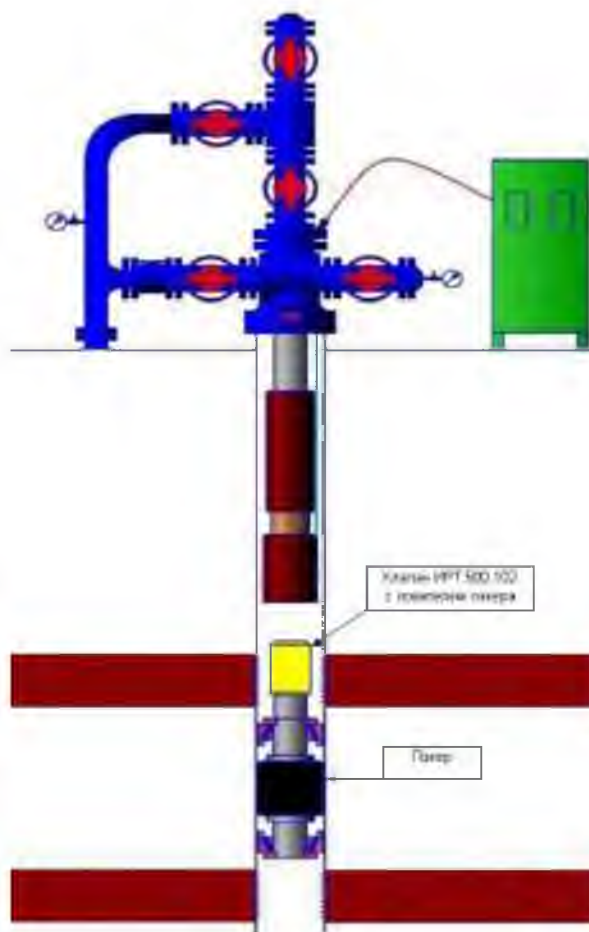


Рисунок 4.2. Схема компоновки совместной эксплуатации с разобщением двух пластов для раздельного учёта продукции.

В обычном режиме совместно эксплуатируются оба объекта. Для отдельного учёта продукции мы отсекаем нижний пласт посредством клапана, и при той же депрессии, что при совместной работе, замеряем дебит



верхнего пласта. Параметры эксплуатации нижнего пласта вычисляются арифметическим путём.

$$Q_{\text{ниж}} = Q_{\text{общ}} - Q_{\text{верх}}, \quad (4.1)$$

$$W_{\text{ниж}} = (Q_{\text{общ}} * W_{\text{общ}} - Q_{\text{верх}} * W_{\text{верх}}) / Q_{\text{ниж}}; \quad (4.2)$$

где  $Q_{\text{ниж}}$ ,  $Q_{\text{верх}}$ ,  $Q_{\text{общ}}$  – дебит жидкости нижнего, верхнего пласта и общий дебит, соответственно,

$W_{\text{ниж}}$ ,  $W_{\text{верх}}$ ,  $W_{\text{общ}}$  – обводненность продукции нижнего, верхнего пласта и общего потока, соответственно,

Преимущество данных компоновок в отсутствии ограничений по глубине спуска, широта диапазона суммарной подачи, упрощённый текущий и капитальный ремонт. По скважинам с использованием данных систем достигнута наработка 515 сут, что близко к обычным скважинам с УЭЦН. Данные конструкции защищены патентами [70, 71].

Так как на Русскинском месторождении ресурсная база такова, что эксплуатируемые объекты отличаются низкой продуктивностью, то чаще всего при закрытии одного пласта второй эксплуатируется в режиме накопления (рисунок 4.3).

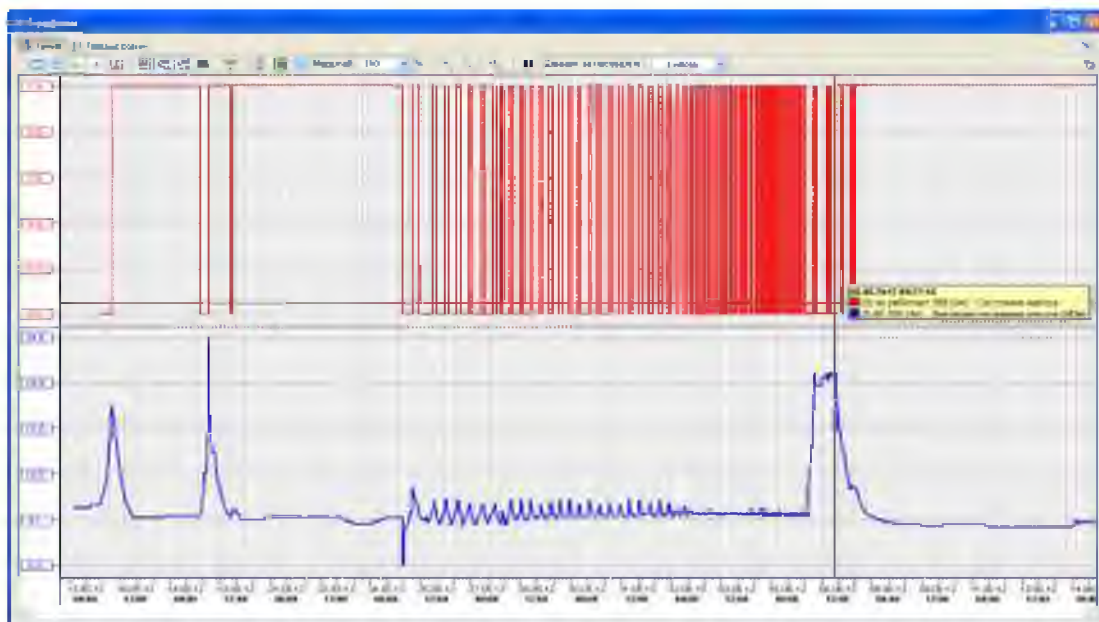


Рисунок 4.3. Закрытие гидравлического клапана.

Красная диаграмма показывает состояние насоса, синяя – данные давления на приеме насоса. Пики давления характеризуют закрытие и открытие клапана путем создания избыточного давления в затрубном пространстве с применением агрегата ЦА-320. Данная скважина эксплуатирует пласты ЮС1 и ЮС2 с дебитами 12 и 8 м<sup>3</sup>/сут соответственно и динамическим уровнем 1900 м. Существующим насосным парком невозможно отдельно эксплуатировать данные объекты в постоянном режиме. Таким образом, при внедрении ОРЭ попутно решается задача сокращения фонда скважин, эксплуатирующегося в режиме накопления, и, соответственно, повышения контроля параметров разработки месторождения.

При эксплуатации высокотехнологичных конструкций ОРЭ (рисунок 4.4) существует возможность в режиме on-line отслеживать давление и температуру в подпакерной зоне. В компоновке, представленной на рисунке 4.5, датчиками давления и температуры оснащены оба пласта.

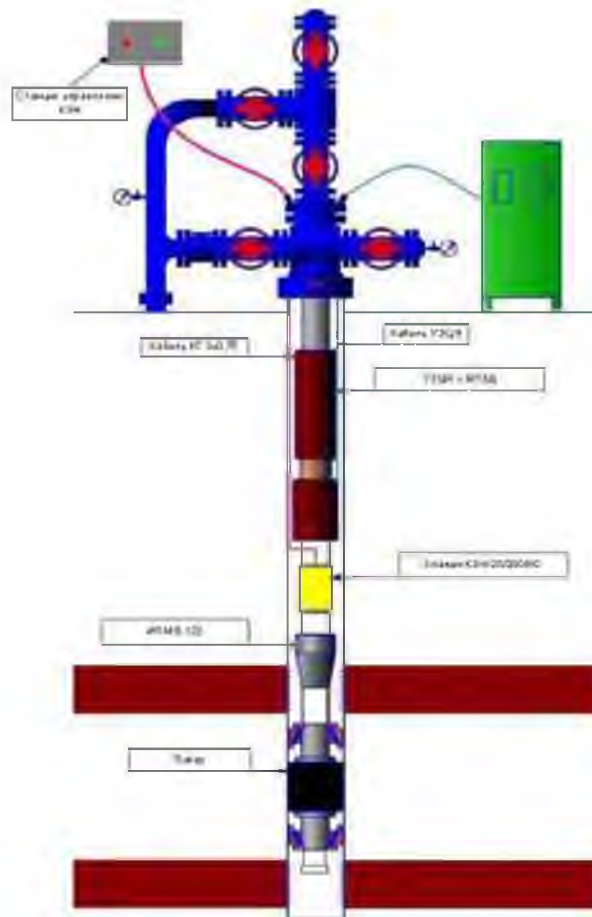


Рисунок 4.4. Схема компоновки ОРЭ с электроклапаном.

Регулярно производится отдельный замер параметров эксплуатации по пластам, для этого «отсекается» один из пластов, по открытому пласту замеряются параметры, а по закрытому – проводятся термогидродинамические исследования. По результатам обработки кривой восстановления давления определяются параметры пласта в призабойной и удаленной зонах, термограммы позволяют оценить вклад каждого из пластов в общий дебит скважины. По регулярно поступающей информации об изменениях пластового давления, скин-фактора и т.д. планируются геолого-технические мероприятия.

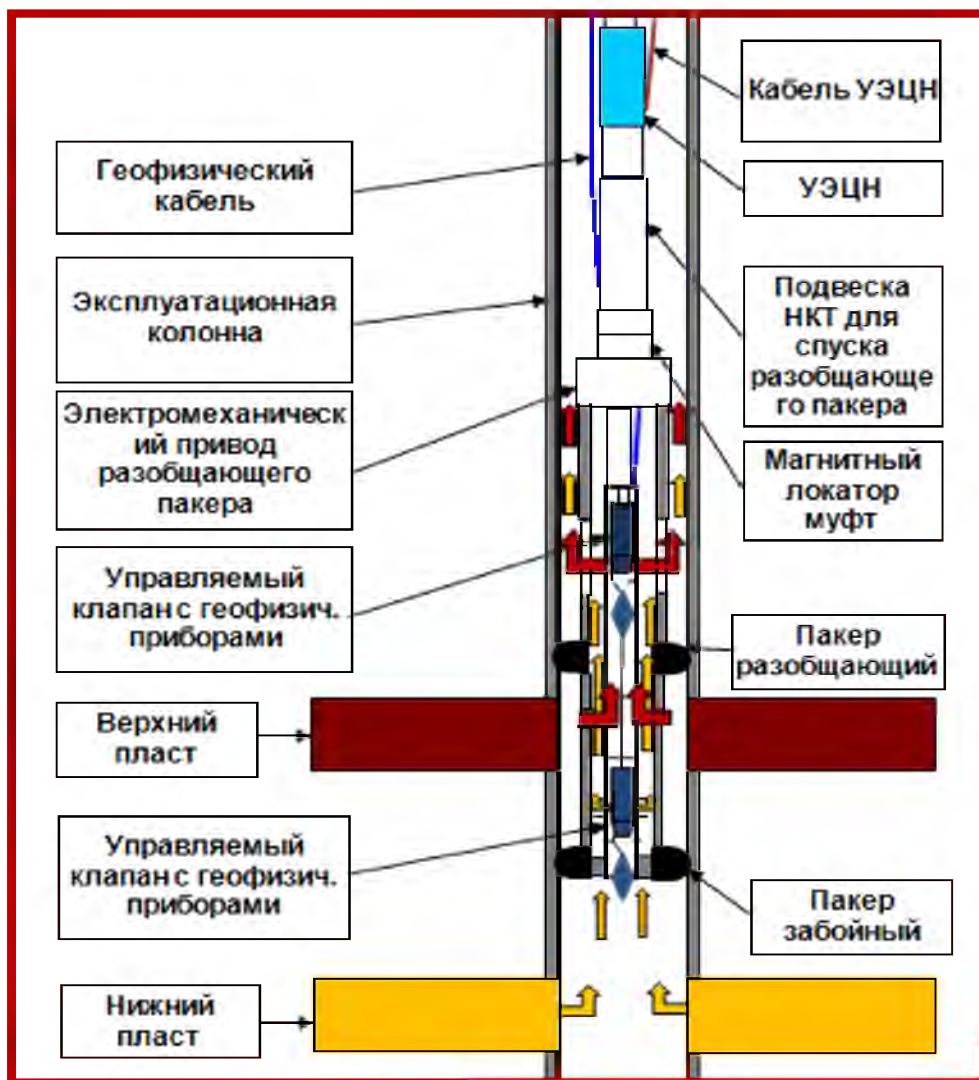


Рисунок 4.5. Двухпакерная схема компоновки ОРЭ с электроклапанами.

Данные по вкладу каждого пласта в общий дебит скважины, полученные при отдельных замерах на наземных измерительных установках, сопоставляются с геофизическими данными, снятыми при помощи глубинных расходомеров до спуска компоновок, а также сравниваются с результатами термодинамических исследований при совместной эксплуатации двух пластов. По опыту проведения данных исследований достигнута высокая сходимость результатов, коэффициенты вклада каждого пласта, определенные разными методами, совпадают (таблица 4.2).

Таблица 4.2. Сравнение результатов исследований вклада каждого пласта в общий дебит.

№ скважины	Пласт	Qж общий, м3/сут	Коэффициент вклада пласта		
			ГИС	ТГДИС	эксплуатация
1	I	22	0,35	0,35	0,35
	II		0,65	0,65	0,65
2	I	28	0,45	0,45	0,45
	II		0,55	0,55	0,55
3	I	51	0,40	0,45	0,45
	II		0,50	0,55	0,55
4	I	31	0,50	0,50	0,50
	II		0,50	0,50	0,50
5	I	20	0,40	0,45	0,40
	II		0,60	0,55	0,60
6	I	25	0,60	0,50	0,50
	II		0,40	0,50	0,50
7	I	45	0,30	0,30	0,30
	II		0,70	0,70	0,70
8	I	28	0,60	0,60	0,60
	II		0,40	0,40	0,40

На основании проведенных исследований можно сделать вывод о том, что при совместной эксплуатации пластов с дебитами до 20-25 м3/сут в условиях Русскинского месторождения взаимного влияния не происходит, коэффициенты вклада при совместной эксплуатации (определенные по ГИС, ТГИС) соответствуют коэффициентам при раздельном замере с отключением одного из пластов. Изучение влияния высокопродуктивных пластов друг на друга при совместной эксплуатации является предметом дальнейшего исследования.

## **4.2. Результаты применения ОРЭ на различных стадиях разработки месторождения с учетом технологических и экономических показателей.**

Применение технологий одновременно-раздельной разработки продуктивных объектов в сравнении с традиционной системой разработки позволяет: сократить капитальные вложения на бурение добывающего и нагнетательного фонда скважин; повысить темп ввода месторождения в разработку; сократить затраты на скважинное оборудование, устьевую арматуру, НКТ; сократить объемы строительства дорог и кустов скважин.

В зависимости от геологических особенностей и организационно-технической ситуации в нефтяной компании системы ОРЭ внедряются на различных стадиях разработки месторождений. На поздних стадиях разработки с помощью ОРЭ приобщаются ранее не дренируемые участки залежей, тем самым повышается рентабельность добычи нефти, продлевается срок эксплуатации скважин. Внедрению технологий ОРЗ и ОРЭ на поздних этапах разработки способствует большое количество скважин, работающих на грани рентабельности. Чаще всего по основным объектам разработки КИН еще не достигнут, поэтому не удастся, отключив выработанный пласт, переходить на новый. ОРЭ решает проблему довыработки запасов и одновременного вовлечения в разработку новых пластов или отдельных залежей углеводородов.

Также ОРЭ внедряется на этапе строительства скважин, это позволяет существенно повышать уровни добычи нефти, ускоренными темпами вводить месторождения в разработку, более равномерно вырабатывать запасы по пластам. Экономически целесообразно вводить сразу два пласта, чем отработав один пласт приобщать второй, по следующим причинам:

- объем работ и, соответственно, затраты при строительстве увеличиваются только на одну операцию по вскрытию дополнительного пласта, а после

отработки необходимо проведение полноценного КРС по приобщению пласта со всеми подготовительными и сопутствующими операциями.

- в процессе разработки увеличивается доля выбывших скважин из эксплуатационного фонда в ликвидацию, результате чего не все зоны приобщаемого пласта могут быть вовлечены.

- расчет модели участка Русскинского месторождения показывает, что время разработки до достижения КИН по пластам традиционным методом выше чем при использовании одновременно раздельной разработки.

#### **Анализ выбытия скважин**

В процессе разработки месторождений часть скважин приходится ликвидировать. Причины ликвидации скважин в основном носят технический характер – авария, прихват подземного оборудования и инструмента, разгерметизация, смятие эксплуатационной колонны и т.д. Проведен анализ выбытия скважин из эксплуатационного фонда по 56 объектам разработки на 22 месторождениях нефти и газа (рисунок 4.6).

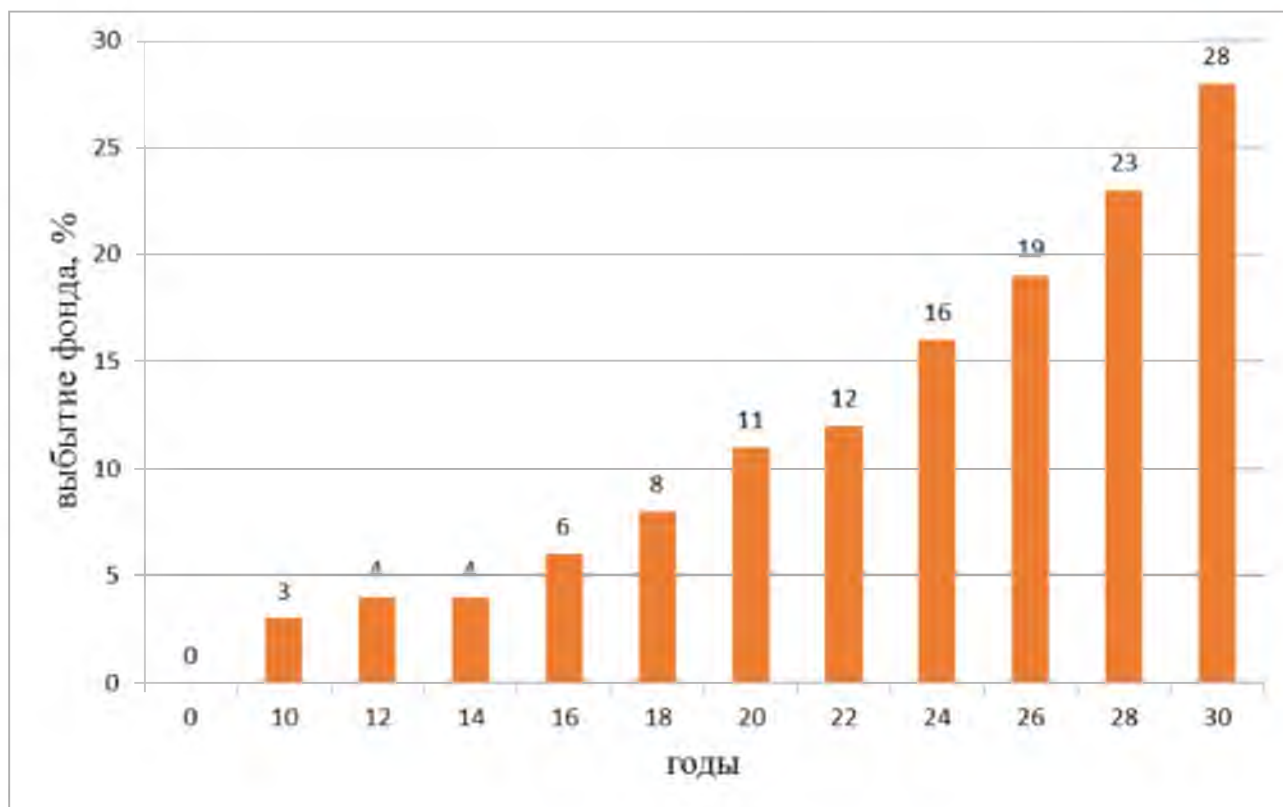


Рисунок 4.6. График выбытия скважин в ликвидацию по годам.

Средний срок эксплуатации анализируемых месторождений 27 лет, максимальный – 49 лет.

Таким образом, к 30-му году разработки месторождения в среднем выбывает 28 % фонда скважин. Темп выбытия после 25-го года увеличивается, и далее нет никаких предпосылок к снижению темпа. Согласно проектам разработки месторождений Западной Сибири проектный КИН по основным горизонтам достигается в среднем за 50 лет. К этому моменту третья часть скважин уже ликвидирована, и на новом объекте невозможно создать эффективную систему разработки, применяя переводы с пласта на пласт, неизбежно дополнительное бурение скважин, бурение боковых стволов, т.е. проведение наиболее затратных ГТМ. Применение технологий ОРЭ и ОРЗ на раннем этапе снижает капитальные затраты на поздней стадии разработки и решает задачу полноценного охвата разработкой созданием оптимальной сетки скважин на приобщаемых объектах.

На разрабатываемых месторождениях внедрение технологий ОРЭ и ОРЗ предлагается рассматривать как высокоэффективное геолого-техническое мероприятие. На новых многопластовых месторождениях необходимо предусматривать совмещенную сетку скважин и одновременно отдельную разработку с начала ввода месторождения в эксплуатацию. Благодаря достигнутым результатам планируется начать разработку нового многопластового месторождения, где проектным документом предусмотрено 83 % фонда скважин эксплуатировать с ОРЭ и ОРЗ двух пластов (рисунок 4.7). Участок залежи с тремя пластами также возможно разрабатывать совместно при наличии соответствующей эффективной технологии.



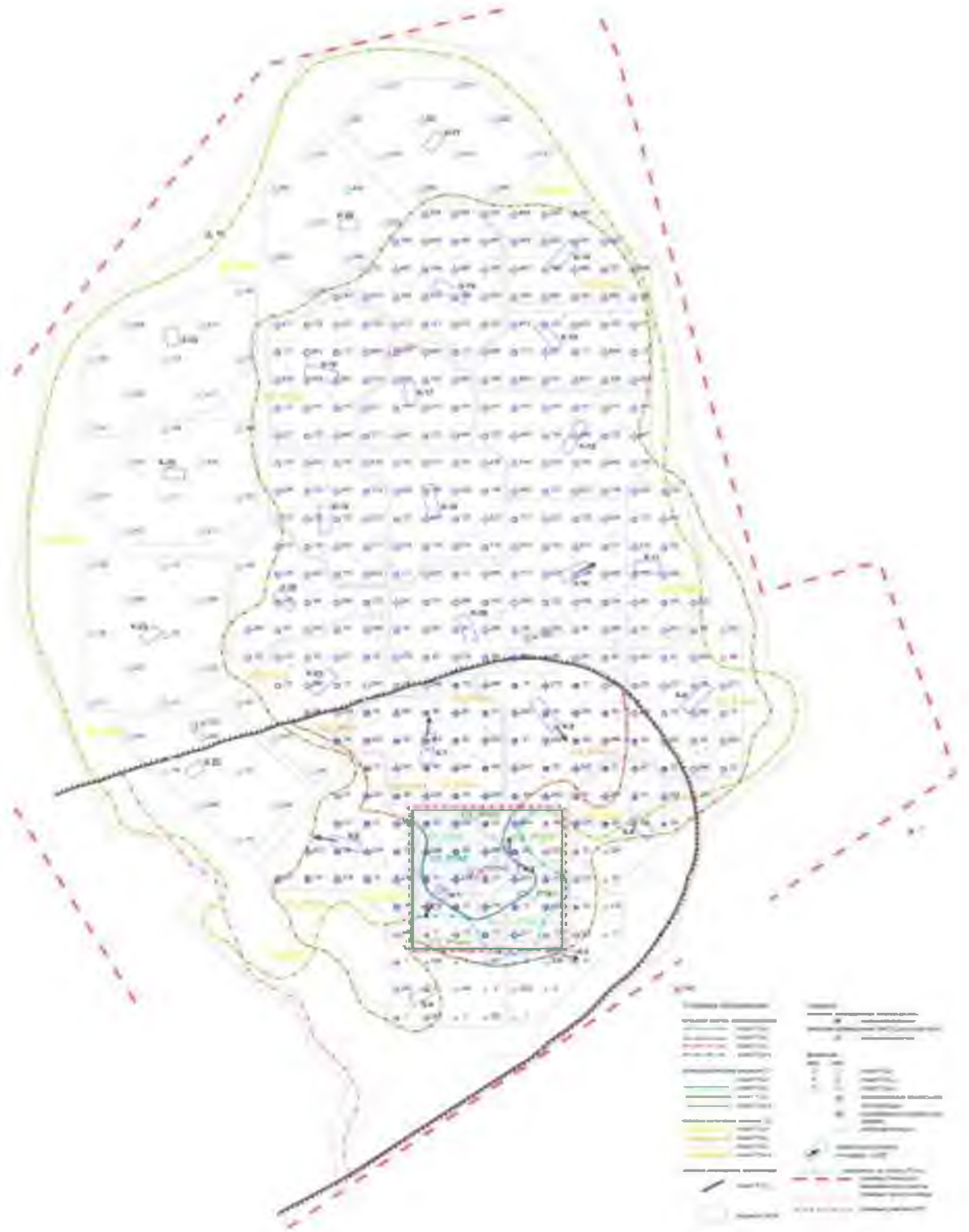


Рисунок 4.7. Схема расположения скважин нового месторождения с ОРЭ и ОРЗ.

### **4.3. Результаты ТГДИС Русскинского месторождения при разработке многопластовых объектов с применением ОРЭ.**

Термогидродинамические исследования скважины № 589 куста 94 Русскинского месторождения проведены в процессе эксплуатации по разработанной методике. Объектом эксплуатации являются пласты ЮС<sub>1/1</sub>, ЮС<sub>2/1</sub>. Скважина оборудована компоновкой для ОРЭ с возможностью отсечения каждого из эксплуатируемых пластов. Исследования проведены с целью определения работающих интервалов и удельных дебитов пластов, технологических параметров скважины (коэффициента продуктивности), фильтрационных параметров пласта (гидропроводности, проницаемости, скин-фактора и др.).

Объектом исследования является пласт ЮС<sub>1/1</sub>, ЮС<sub>2/1</sub>. Глубина кровли пласта ЮС<sub>1/1</sub> по стволу – 2889,4 м, пласта ЮС<sub>1/2</sub> – 2956,8 м, интервалы перфорации по стволу – 2889-2893 м; 2957-2964 м.

Регистрация давления и температуры производилась датчиками, расположенными напротив продуктивных пластов. Одна пара датчиков (Р+Т) расположена в зумпфе скважины, т.е. в том участке, где приток заведомо отсутствует, для дальнейшего сравнения зарегистрированных с его помощью термограмм с термограммами датчиков расположенных напротив пластов ЮС<sub>1/1</sub> и ЮС<sub>2/1</sub>.

Исследования проведены в три этапа:

1. Исследованы оба пласта при их совместной работе на установившихся и неуставившихся режимах.
2. Исследован пласт ЮС<sub>2/1</sub> на установившихся и неуставившихся режимах.
3. Исследован пласт ЮС<sub>1/1</sub> на установившихся и неуставившихся режимах.

На первом этапе скважина отработана на одном квазистационарном режиме фильтрации. После обработки на установившемся режиме скважину остановили для записи кривой восстановления давления (КВД) на 25 часов.

На рисунке 4.8 представлен сводный график замера забойного давления по трем датчикам давления (зумпф, пласт ЮС<sub>2/1</sub>, пласт ЮС<sub>1/1</sub>), разница давлений соответствует гидростатической.

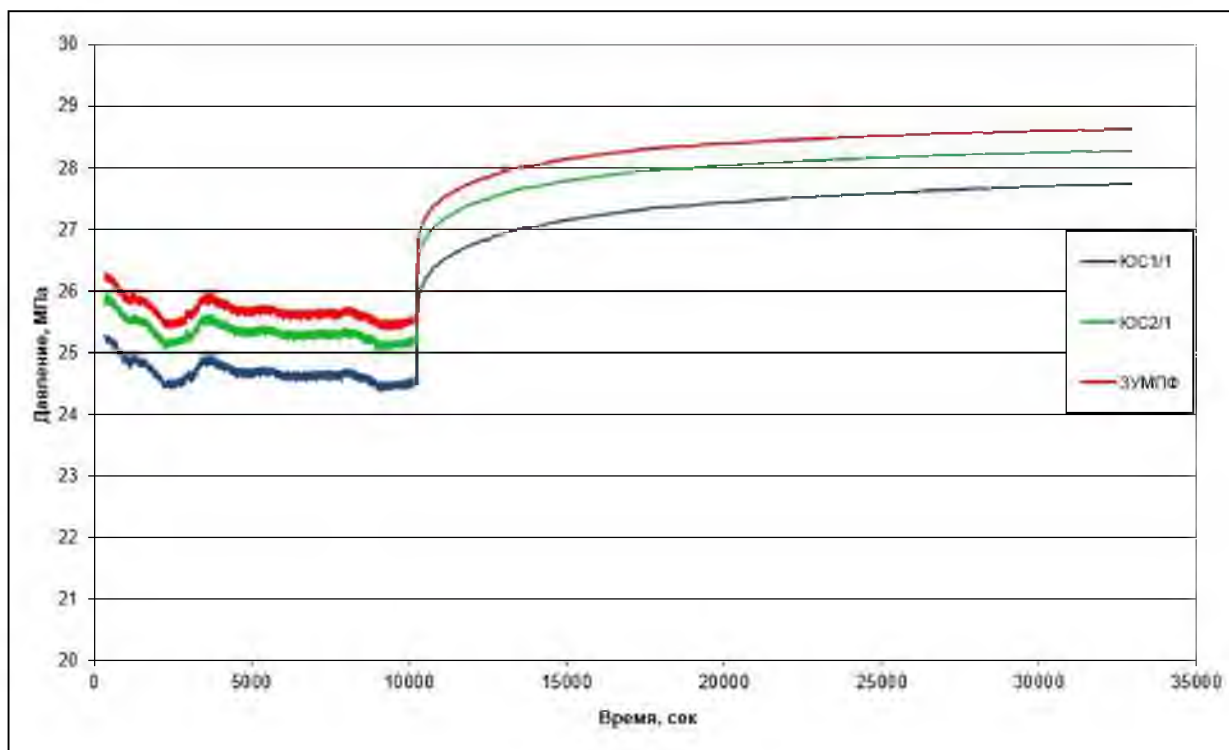


Рисунок 4.8 – Сводный график замера забойного давления по трем датчикам давления (зумпф, пласт ЮС<sub>2/1</sub>, пласт ЮС<sub>1/1</sub>)

Поскольку на 1 этапе исследования проводились без отсечения пластов, давление, зарегистрированное каждым из трех датчиков, имеет идентичный характер изменения (темп падения и восстановления одинаковый по всем датчикам) и отличается только на гидростатическую составляющую. Каждая из зарегистрированных кривых характеризует интегральные (средневзвешенные) параметры системы «пласт ЮС<sub>1/1</sub>, ЮС<sub>2/1</sub> – скважина». Таким образом, при одновременном исследовании двух пластов по кривым восстановления давления можно определить только средневзвешенные параметры пластов. Для дальнейшей интерпретации

определена кривая восстановления давления (КВД), зарегистрированная нижним прибором.

Пластовое давление в точке замера, определенное при интерпретации КВД в программном комплексе «Saphir», равно 28,55 МПа.

В таблице 4.3 приведены результаты замера забойного давления, соответствующий этому давлению дебит, а также пластовое давление и депрессия на пласт.

Таблица 4.3 – Результаты замеров при проведении исследований

№ режима	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Забойное давление, МПа	Пластовое давление, МПа	Депрессия, МПа
1	16,2	24,436	28,55	4,11

По результатам замеров давления и дебита, полученных при отработке на установившемся режиме, построена индикаторная диаграмма (рисунок 4.9). Коэффициент продуктивности, определенный по ИК, составил 3,94 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа).

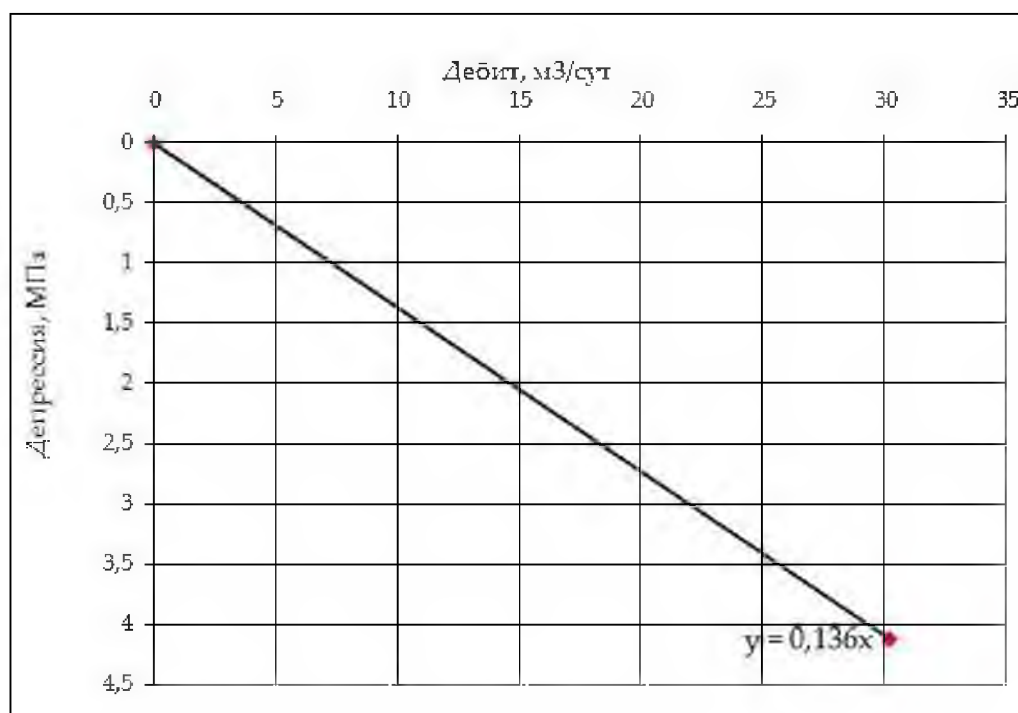


Рисунок 4.9 – Индикаторная диаграмма скв.589

Для определения фильтрационных параметров кривая восстановления давления (КВД), которая регистрировалась в течение 25 часов, обработана в программном комплексе «Saphir» методом наилучшего совмещения. График КВД и ее производной представлен на рисунке 4.10, на рисунке 4.11 представлена КВД в полулогарифмических координатах. Наилучшее совпадение экспериментальных и фактических кривых достигается при применении модели «пласта с двойной проницаемостью» (рисунок 4.12), что характерно для исследования совместно эксплуатируемых пластов. Данная модель характеризуется тремя дополнительными параметрами относительно модели однородного пласта:  $\omega$  - коэффициент упругости пласта, показывает долю связанного порового пространства занятого верхним слоем пласта;  $\lambda$  - параметр течения в межслойном пространстве, описывает фильтрационные свойства между слоями;  $\kappa$  - есть отношение произведения проницаемости на мощность первого слоя к сумме мощностей обоих слоев. Результаты обработки ИК и КВД представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Результаты обработки ИК и КВД

Параметр	Значение	Размерность
Пластовое давление на глубине 2888 м по стволу	28,55	МПа
Скин-фактор пласта ЮС <sub>1/1</sub>	-3,95	-
Скин-фактор пласта ЮС <sub>2/2</sub>	-4,56	-
Параметр $\omega$	0,313	-
Параметр $\lambda$	$1,04 \cdot 10^{-7}$	-
Параметр $\kappa$	0,99	-
Проницаемость	3,05	мД
Коэффициент продуктивности	3,94	м <sup>3</sup> /(сут*МПа)

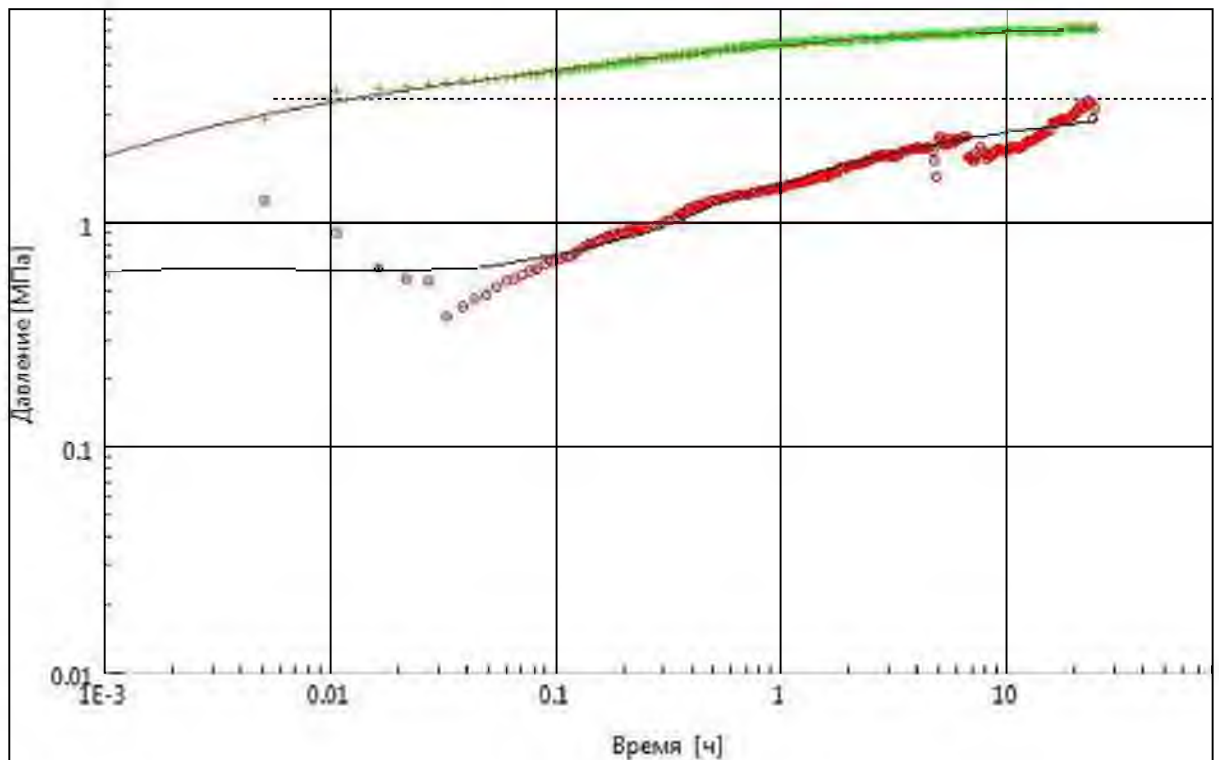


Рисунок 4.10 – График КВД и ее производной скважины №589 Рускинского месторождения

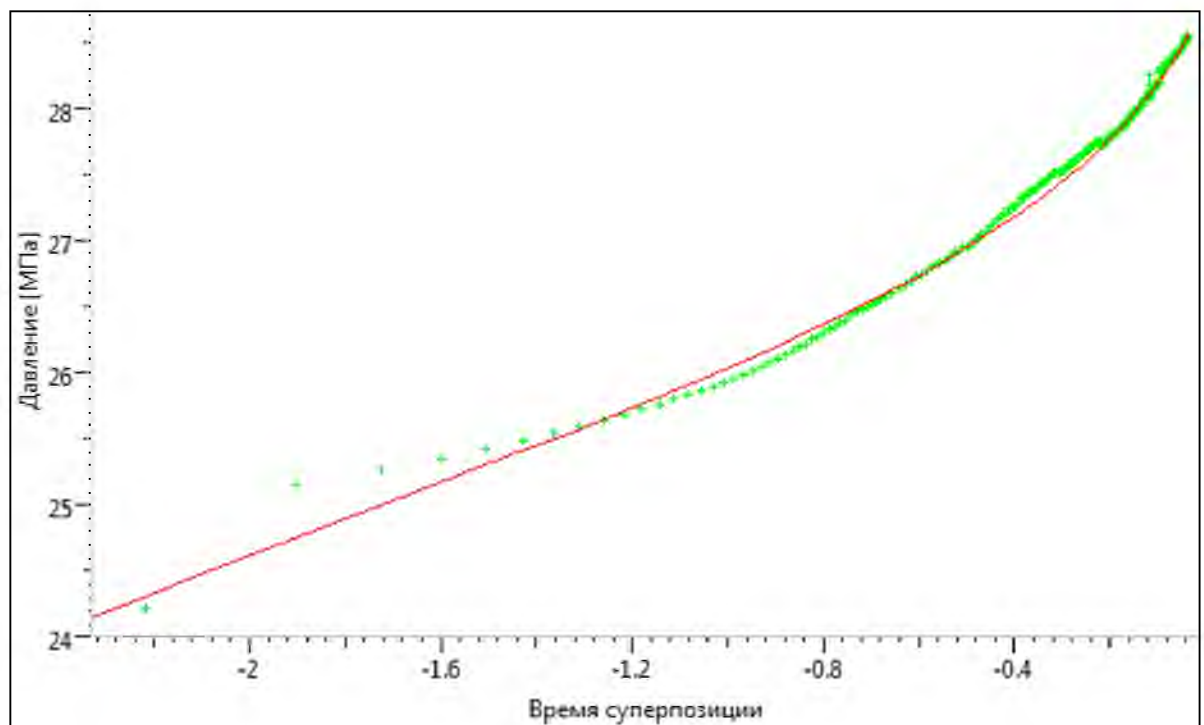


Рисунок 4.11 – График КВД в полулогарифмических координатах скважины №589 Рускинского месторождения

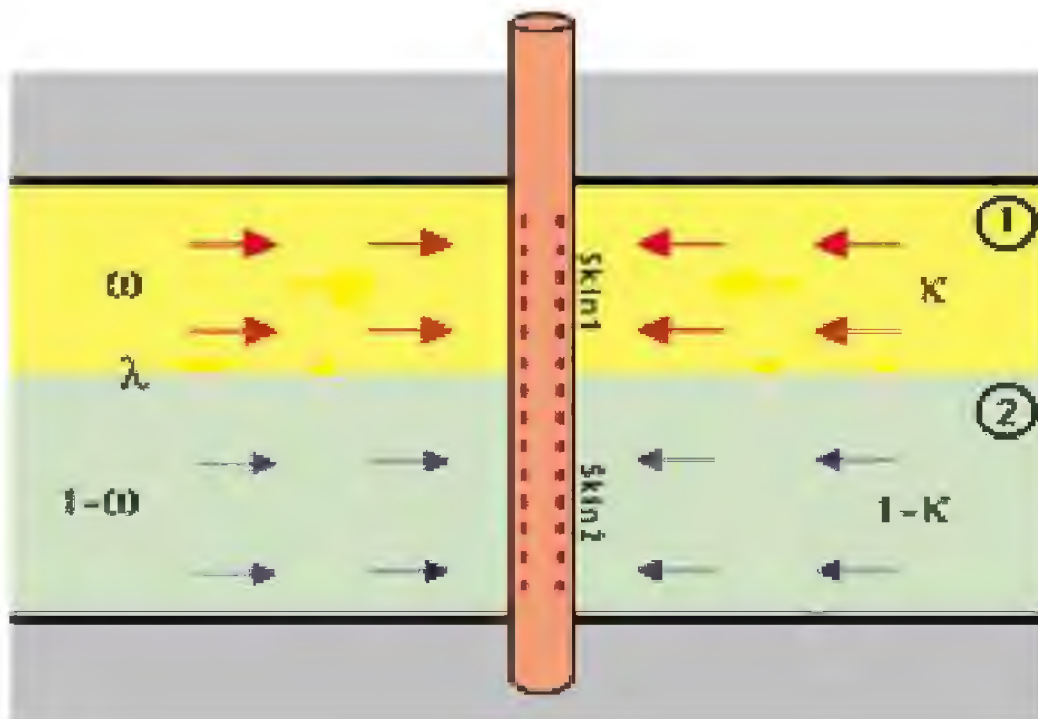


Рисунок 4.12 – Модель слоистого пласта

На рисунке 4.13 представлен график замера температуры по датчикам расположенным напротив пласта ЮС<sub>1/1</sub>, ЮС<sub>2/1</sub> и зумпфа, а также график изменения забойного давления зарегистрированного напротив пласта ЮС<sub>1/1</sub>.

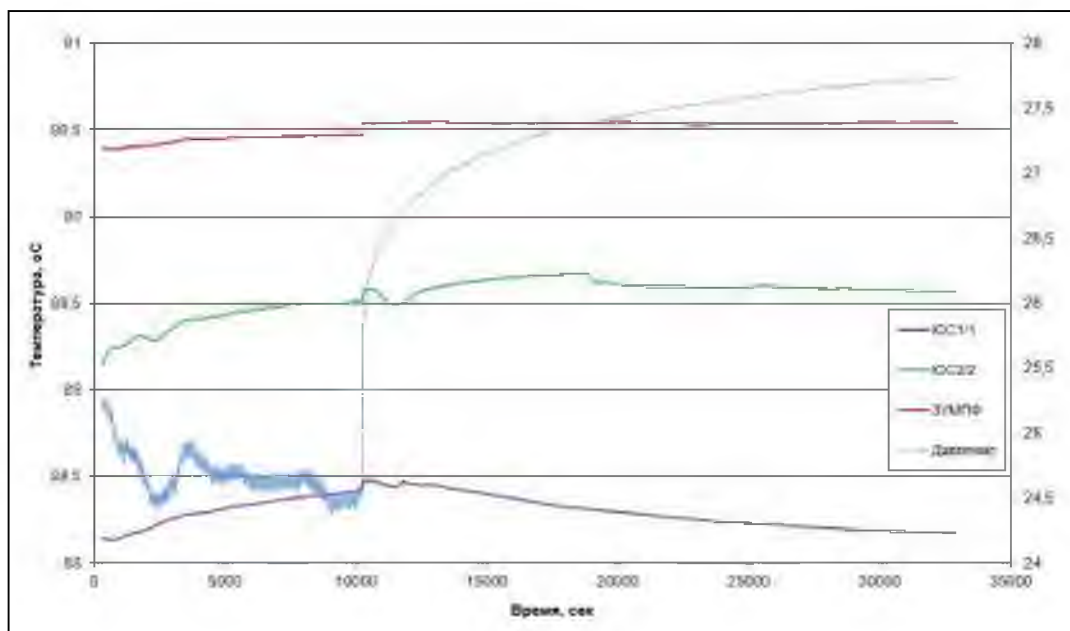


Рисунок 4.13 – Сводный график замера забойной температуры по трем датчикам (зумпф, пласт ЮС<sub>2/1</sub>, пласт ЮС<sub>1/1</sub>) и график изменения давления.

Характерный темп изменения температуры после пуска скважины в работу (рисунок 4.13) обусловлен проявлением баротермического эффекта, что характеризует оба пласта как работающие. Баротермический эффект в зумпфе скважины не проявляется, что связано с отсутствием притока. Незначительное изменение температуры в зумпфе скважины связано с проявлением адиабатического эффекта и эффекта калориметрического смешивания.

Суммарный дебит скважины, замеренный на устье скважины в период работы на установившемся режиме составил  $Q = q_1 + q_2 = 16,2 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Переходя к скоростям фильтрации флюида в каждом интервале, имеем:

$$v \cdot F = v_1 \cdot F_1 + v_2 \cdot F_2, \quad (4.3)$$

где  $v$ ,  $v_1$ ,  $v_2$  – соответственно, общая линейная скорость потока, скорости течения в интервалах пласта ЮС<sub>2/1</sub> и ЮС<sub>1/1</sub>, м/с;  $F$  – площадь поперечного сечения ствола скважины,  $F_1$  и  $F_2$  – площади притока флюида для пласта ЮС<sub>2/1</sub> и ЮС<sub>1/1</sub> соответственно, м<sup>2</sup>.

Проведя преобразования, получим:

$$v \cdot \pi r_c^2 = v_1 \cdot 2\pi r_c h_1 + v_2 \cdot 2\pi r_c h_2 \Rightarrow \frac{1}{2} v \cdot r_c = v_1 \cdot h_1 + v_2 \cdot h_2, \quad (4.4)$$

где  $r_c$  – радиус скважины, м;  $h_1$ ,  $h_2$  – эффективная толщина пласта ЮС<sub>2/1</sub> и ЮС<sub>1/1</sub>, м.

Скорости фильтрации в каждом исследуемом интервале (при различных фильтрационных параметрах) будут отличаться друг от друга на коэффициент  $K$ :  $v_1 = K \cdot v_2$ , тогда

$$\frac{1}{2} v \cdot r = K \cdot v_2 \cdot h_1 + v_2 \cdot h_2 = v_2 (K \cdot h_1 + h_2)$$

$$v_2 = \frac{v \cdot r}{2(K \cdot h_1 + h_2)}. \quad (4.5)$$

Используя замеренный на устье скважины дебит, коэффициент отношения скоростей фильтрации в пластах  $K$  и эффективные толщины



пластов  $h_1$ ,  $h_2$  определяется сначала скорость фильтрации в верхнем интервале  $v_2$  (пласт ЮС<sub>1/1</sub>), затем скорость фильтрации в нижнем интервале  $v_1$ . (пласт ЮС<sub>2/1</sub>) Далее производится расчет удельных дебитов совместно эксплуатируемых пластов.

Коэффициент  $K$ , характеризуется отношением темпов изменения температуры  $m_1$  и  $m_2$  в начальные моменты времени после пуска скважины в работу, которые, в свою очередь, рассчитываются графическим способом по термограммам (рисунок 4.14):

$$K = \frac{m_1}{m_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{0,00052}{0,00031} = 1,677; \quad (4.6)$$

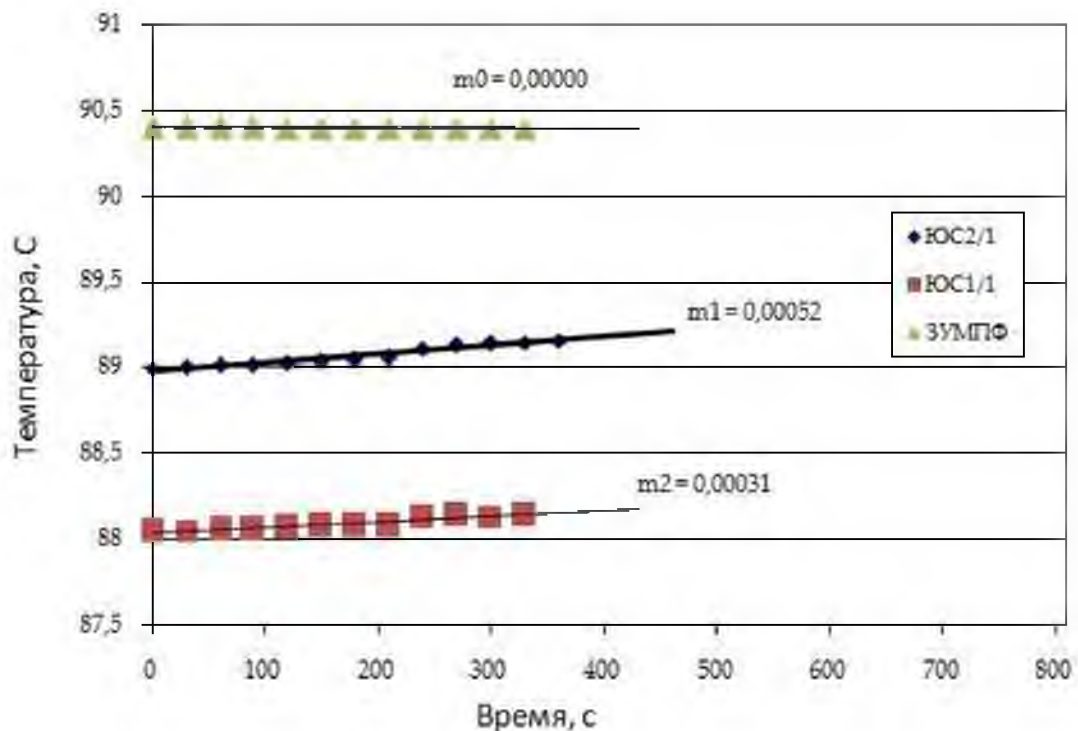


Рисунок 4.14 – Определение темпов изменения температуры  $m_1$ ,  $m_2$ ,  $m_0$ .

Используя коэффициент  $K$ , эффективные толщины пропластков и значение дебита замеренного на устье скважины, рассчитаны скорости фильтрации в каждом продуктивном интервале и вклад каждого прослоя в общий дебит скважины  $Q_{общ}$ :

$$q_{1(ЮС2/1)} = 11,64 \text{ м}^3/\text{сут} (72 \% Q_{общ}); \quad q_{2(ЮС1/1)} = 4,56 \text{ м}^3/\text{сут} (28 \% Q_{общ});$$

Основные результаты 1 этапа термогидродинамических исследований скважины 589 куст 94 Русскинского месторождения, полученные при интерпретации кривых изменения давления и температуры, представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Результаты 1 этапа исследований.

Параметр	Значение	Размерность
Пластовое давление на глубине 2888 м по стволу	28,55	МПа
Скин-фактор пласта ЮС <sub>1/1</sub>	-3,95	-
Скин-фактор пласта ЮС <sub>2/2</sub>	-4,56	-
Удельный дебит ЮС <sub>1/1</sub>	4,56	м <sup>3</sup> /сут
Удельный дебит ЮС <sub>2/1</sub>	11,64	м <sup>3</sup> /сут
Проницаемость	3,05	мД
Коэффициент продуктивности	3,94	м <sup>3</sup> /(сут*МПа)

На 2 и 3 этапе проведены отдельные термогидродинамические исследования пластов ЮС<sub>2/1</sub> и ЮС<sub>1/1</sub> на установившихся и не установившихся режимах фильтрации. Во время проведения исследований на установившихся режимах одного из пластов с замером дебита жидкости на устье скважины, второй пласт перекрывался при помощи клапана-отсекателя с регистрацией КВД (исследования на не установившихся режимах).

При проведении исследований каждый пласт отработан на трех квазистационарных режимах фильтрации, после чего произведена запись длительной КВД. При отработке скважины на режимах контроль притока осуществлялся наземной массоизмерительной установкой.

Исследования пласта ЮС<sub>2/1</sub>.

На рисунке 4.15 представлен график замера забойного давления.

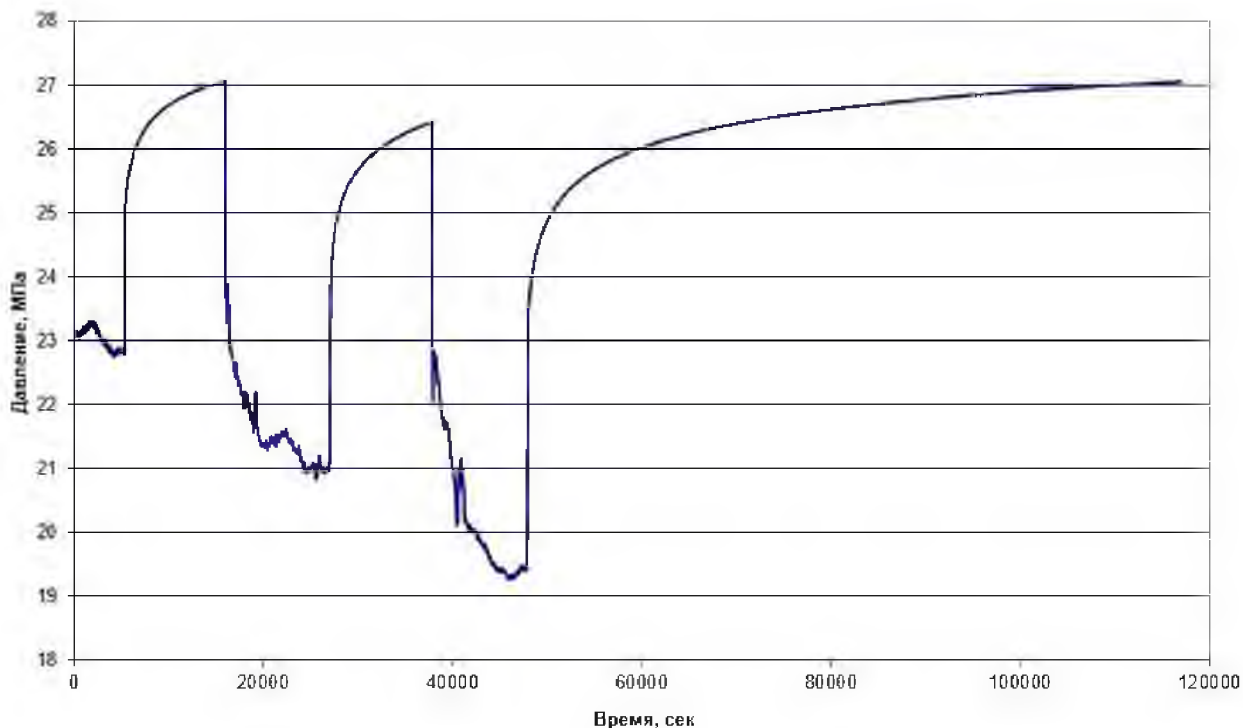


Рисунок 4.15 – График замера забойного давления при исследовании пласта ЮС<sub>2/1</sub>

Пластовое давление на кровлю пласта, определенное при интерпретации КВД методом Хорнера и составило 27,72 МПа. В таблице 4.6 приведены результаты замера забойного давления трех режимов отработки, соответствующие им дебиты, полученные коэффициенты продуктивности, а также пластовое давление и депрессия на пласт.

Таблица 4.6 – Замеренные и расчетные параметры, полученные при исследовании на установившихся режимах фильтрации

№ режима	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Забойное давление, МПа	Пластовое давление, МПа	Депрессия, МПа	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)
1	12,0	22,62	27,72	5,1	2,350
2	15,6	20,91		6,81	2,289
3	19,2	19,30		8,42	2,279

Определение фильтрационных параметров пласта и продуктивных параметров скважины.

По данным приведенным в таблице 4.6 построена индикаторная диаграмма (рисунок 4.16).

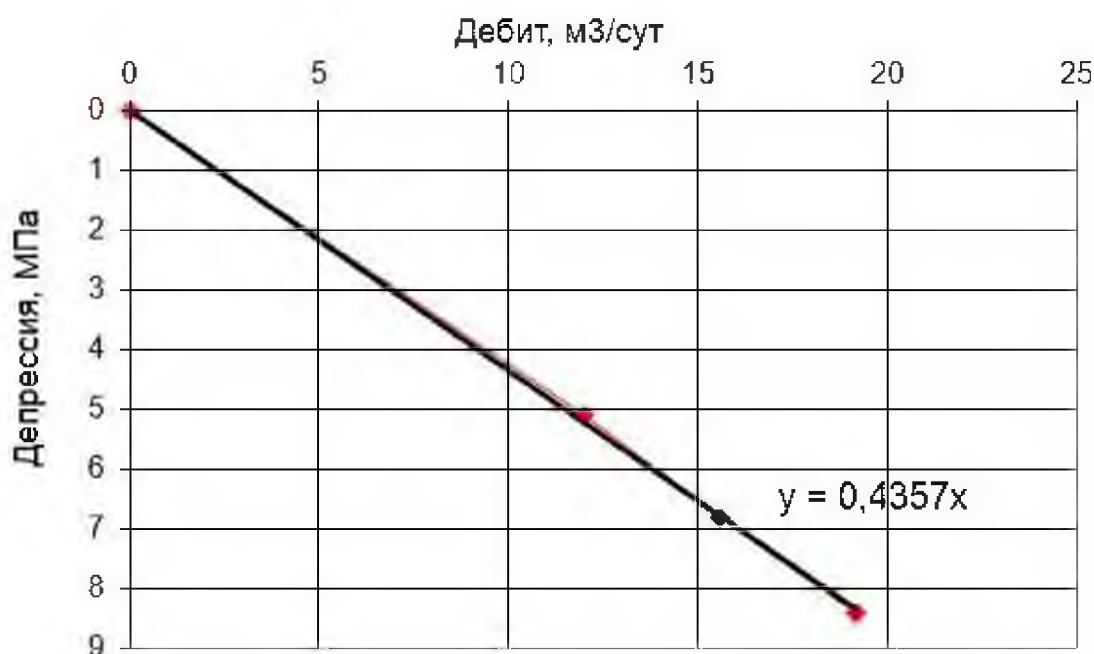


Рисунок 4.16 – Индикаторная диаграмма пласта ЮС<sub>2/1</sub> скважины №589 Русскинского месторождения

Для определения фильтрационных параметров пласта кривая восстановления давления (КВД), которая регистрировалась в течение 19 часов, обработана в программном комплексе «Saphir» методом наилучшего совмещения. График КВД и ее производной представлен на рисунке 4.17. На рисунке 4.18 представлена КВД и модельная кривая в полулогарифмических координатах.

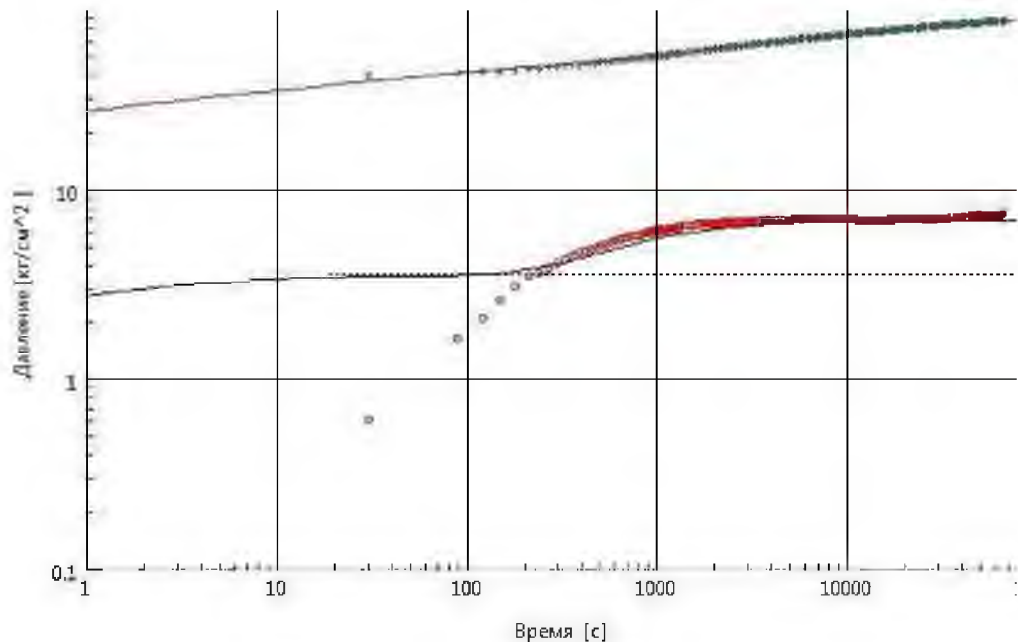


Рисунок 4.17 – График КВД и ее производной пласта ЮС<sub>2/1</sub> скважины №589 Русскинского месторождения

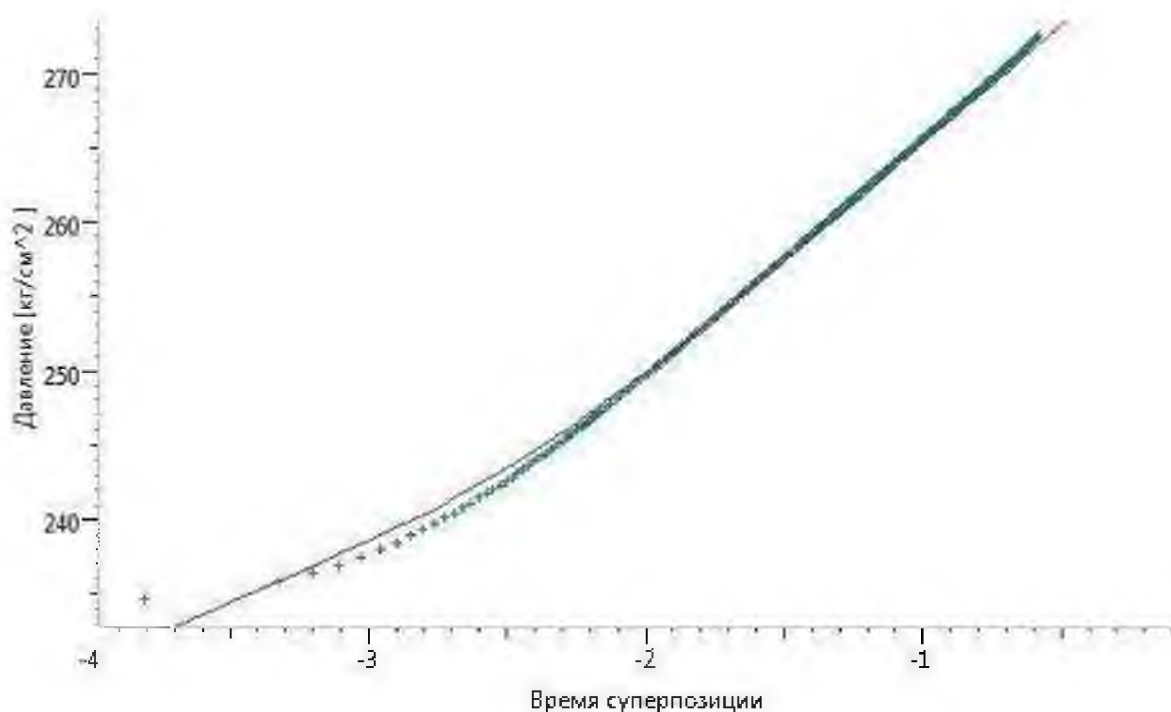


Рисунок 4.18 – График КВД в полулогарифмических координатах пласта ЮС<sub>2/1</sub> скважины №589 Русскинского месторождения

Наилучшее совпадение экспериментальных и фактических кривых достигается при применении модели «пласта с однородной проницаемостью».

Результаты обработки ИК и КВД представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Результаты обработки ИК и КВД

Параметр	Значение	Размерность
Пластовое давление	27,72	МПа
Скин-фактор	-2,39	-
Гидропроводность пласта	35,53	мД*м/(МПа*с)
Проницаемость	3,40	мД
Коэффициент продуктивности	2,28	м <sup>3</sup> /(сут*МПа)

Исследования пласта ЮС<sub>1/1</sub>.

На рисунке 4.19 представлен график замера забойного давления.

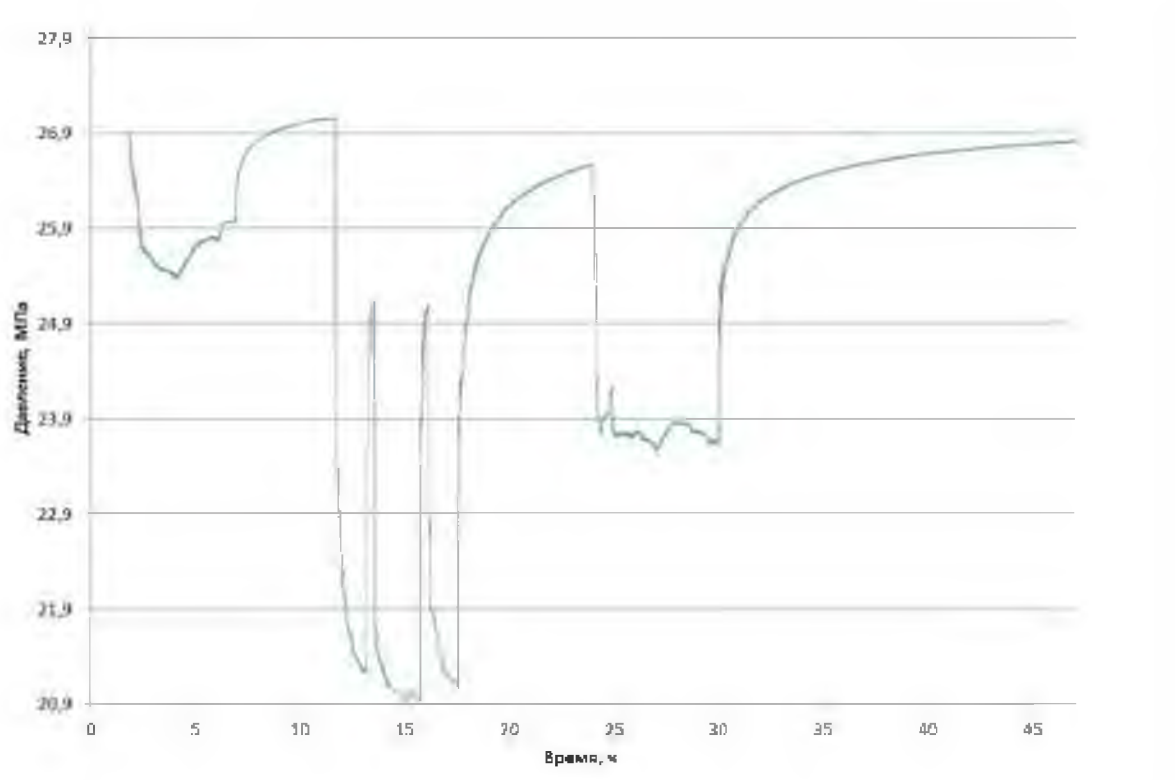


Рисунок 4.19 – График замера забойного давления при исследовании пласта ЮС<sub>1/1</sub>

В таблице 4.8 приведены результаты замера забойного давления трех режимов отработки, соответствующие им дебиты, полученные коэффициенты продуктивности, а также пластовое давление и депрессия на пласт.

Таблица 4.8 – Замеренные и расчетные параметры, полученные при исследовании на установившихся режимах фильтрации

№ режима	Дебит, м <sup>3</sup> /сут	Забойное давление, МПа	Пластовое давление, МПа	Депрессия, МПа	Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут*МПа)
1	1,6	25,38	26,82	1,44	1,111
2	4,1	23,66		3,16	1,297
3	6,0	20,97		5,85	1,026

По данным приведенным в таблице 4.8 построена индикаторная диаграмма (рисунок 4.20).

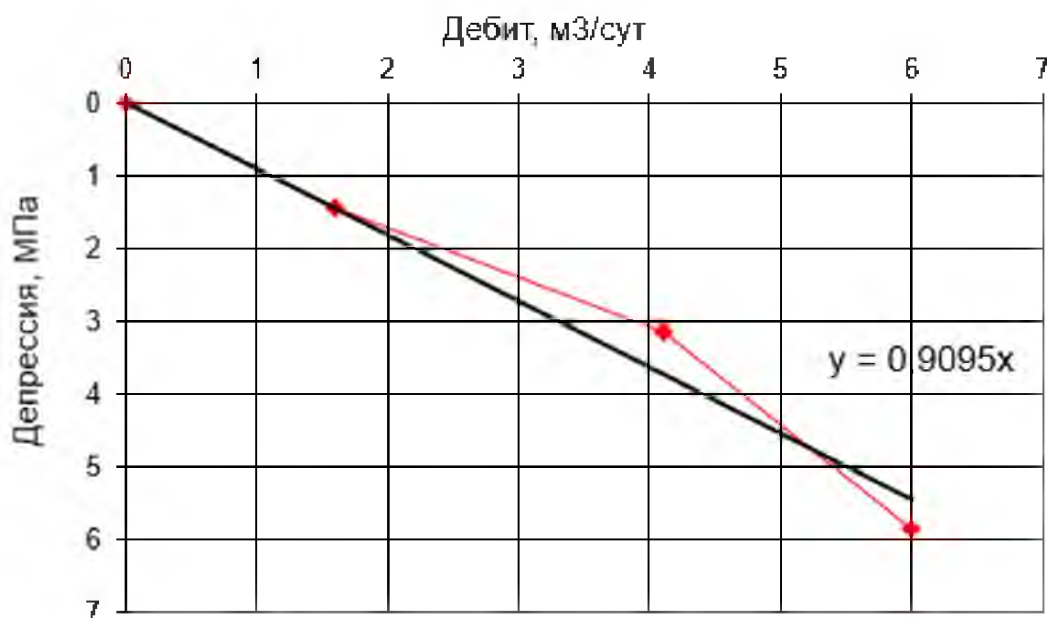


Рисунок 4.20 – Индикаторная диаграмма пласта ЮС<sub>1/1</sub> скважины №589 Рускинского месторождения

По данной индикаторной кривой определен коэффициент продуктивности, который составил 1,10 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа).

Для определения фильтрационных параметров пласта кривая восстановления давления (КВД), которая регистрировалась в течение 20 часов, обработана в программном комплексе «Saphir» методом наилучшего совмещения. График КВД и ее производной представлен на рисунке 4.21. На рисунке 4.22 представлена КВД в полулогарифмических координатах. Наилучшее совпадение экспериментальных и фактических кривых достигается при применении модели однородного пласта.

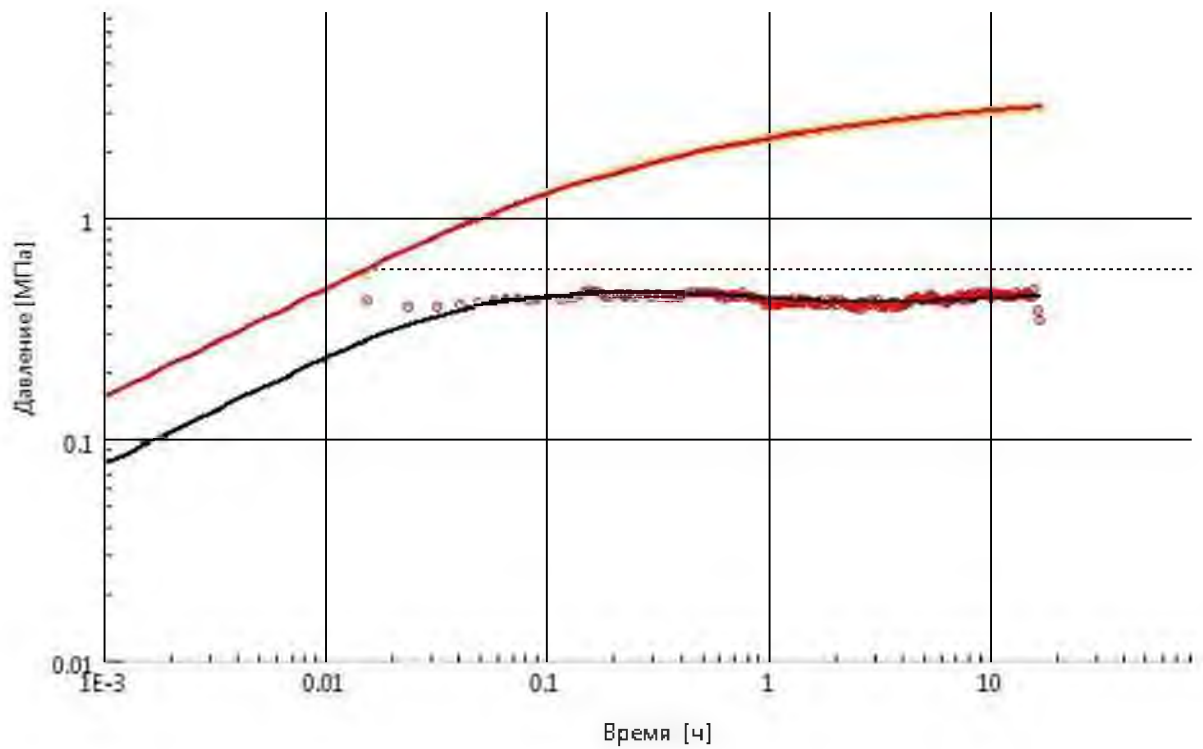


Рисунок 4.21 – График КВД и ее производной пласта ЮС<sub>1/1</sub> скважины №589 Русскинского месторождения

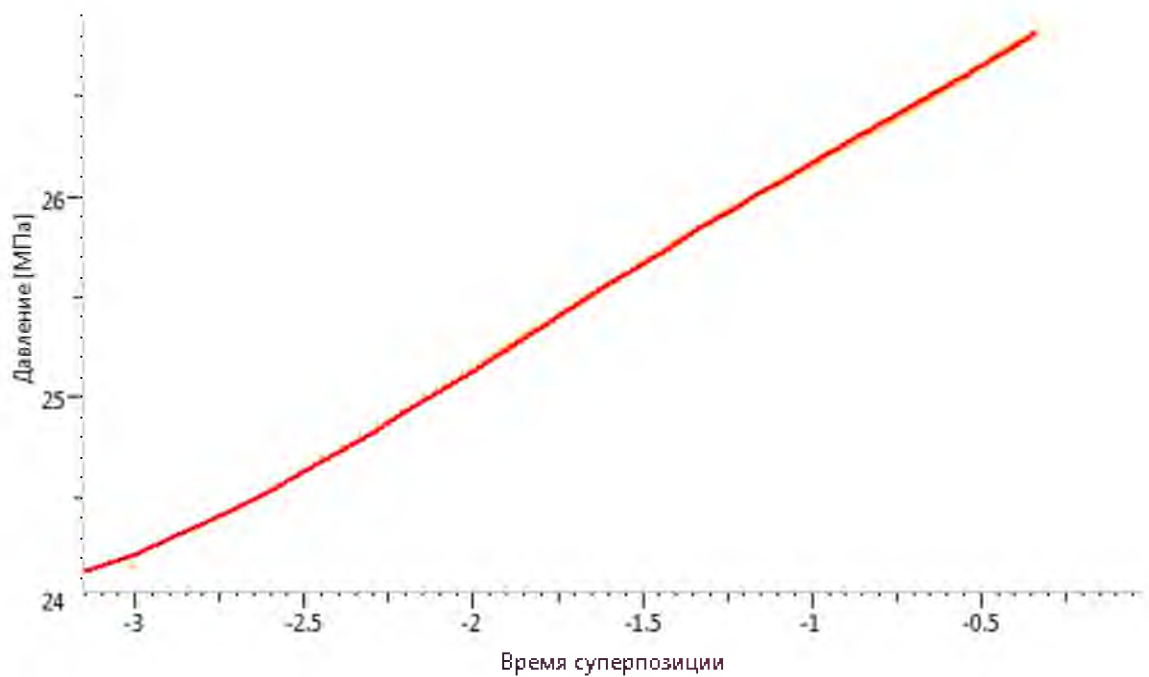


Рисунок 4.22 – График КВД в полулогарифмических координатах пласта ЮС<sub>1/1</sub> скважины №589 Русскинского месторождения



Результаты обработки ИК и КВД представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Результаты обработки ИК и КВД

Параметр	Значение	Размерность
Пластовое давление	26,82	МПа
Скин-фактор	-3,95	-
Гидропроводность пласта	35,28	мД*м/сПз
Проницаемость	3,12	мД
Коэффициент продуктивности	1,10	м <sup>3</sup> /(сут*МПа)

В результате проведенных исследований по разработанной методике доказано, что совместно эксплуатируемые пласты не имеют взаимного влияния, вклад каждого пласта в общий дебит соответствует замерам, проведенным при исследованиях с разделением пластов. Получены фильтрационно-емкостные характеристики пластов, а именно: пластовое давление, проницаемость, скин-фактор, гидропроводность. Предложенная методика дает возможность регулярного проведения ТГДИС по пластам. Динамика изменения пластовых параметров позволит на качественно новом уровне планировать геолого-технические мероприятия.

#### 4.4. Показатели разработки многопластовых объектов Рускинского месторождения с использованием технологий и технических средств ОРЭ. Оценка КИН с учетом ОРЭ.

Для анализа выбран участок Рускинского месторождения ограниченный водонефтяным контактом небольшой залежи ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>. Пласт ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> является основным объектом разработки, на который размещен фонд скважин. Данный район пласта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> характеризуется низкими фильтрационно-емкостными свойствами. При испытании ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> получен приток нефти, не позволяющий вести рентабельную разработку отдельным фондом скважин. Благодаря технологиям ОРЭ совместно разрабатываются два низкопродуктивных пласта, удалось вовлечь запасы залежи ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>, повысить рентабельность эксплуатации скважин.

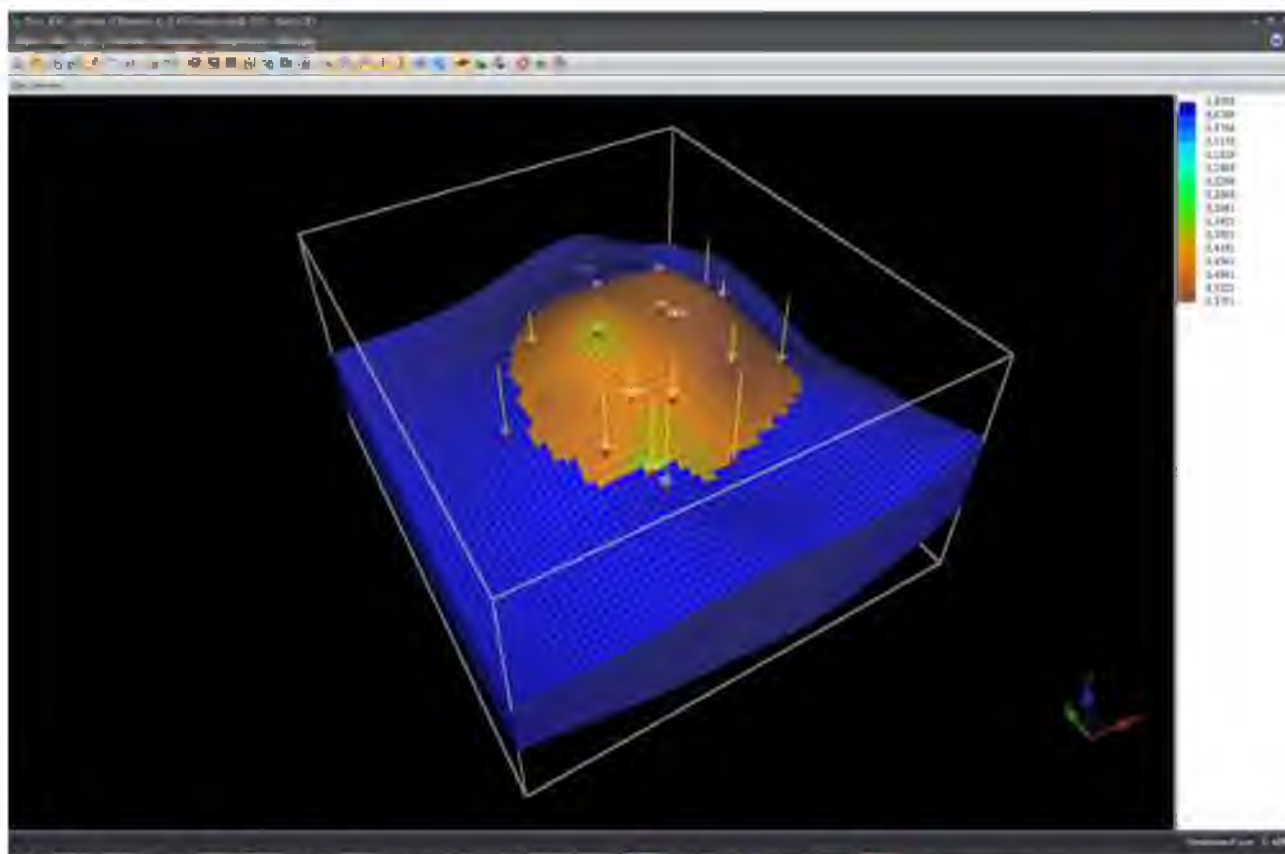


Рисунок 4.23. Гидродинамическая модель пласта ЮС1/1 участка Рускинского месторождения.

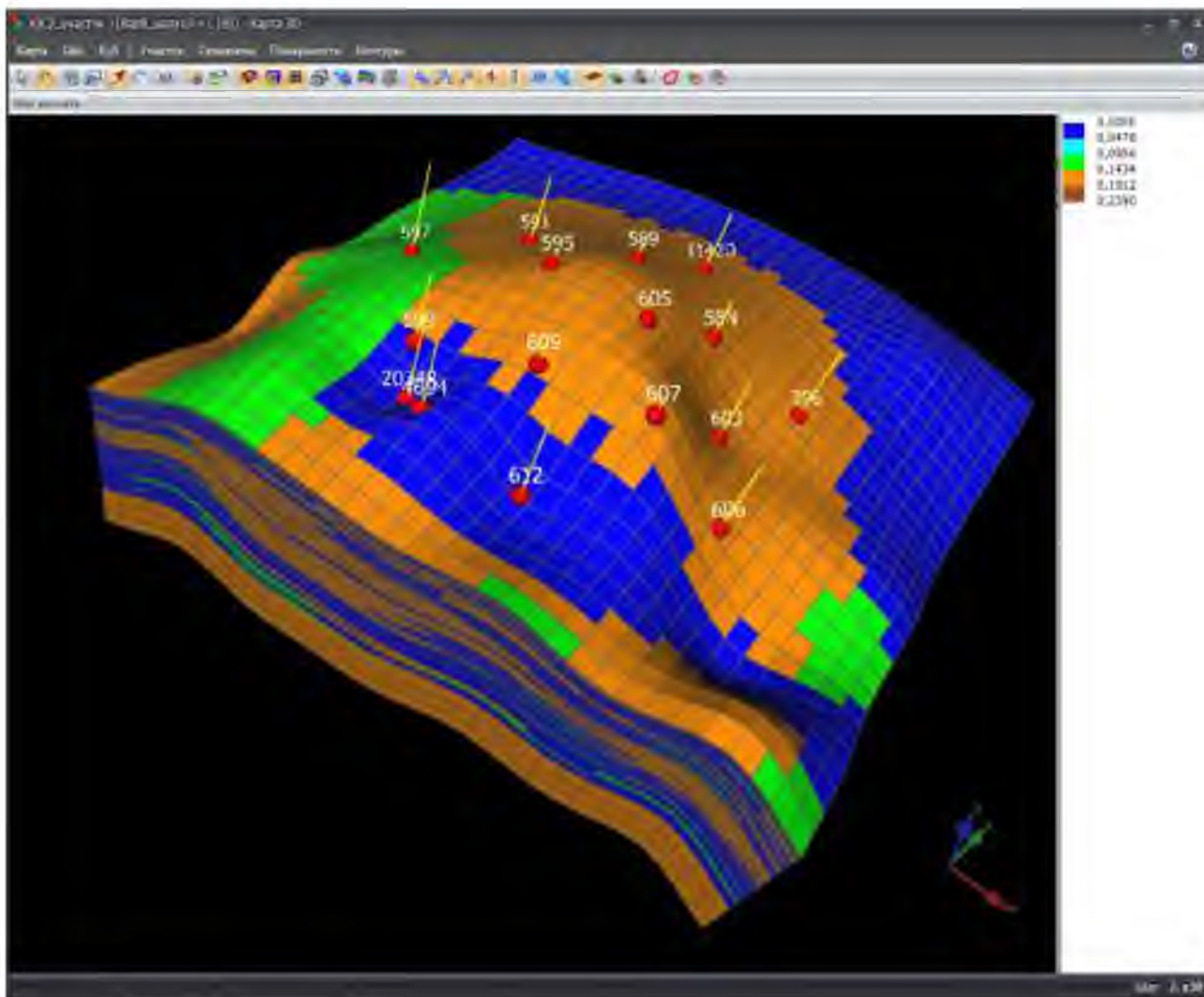


Рисунок 4.24. Гидродинамическая модель пласта ЮС2/1 участка Русскинского месторождения.

Анализ показателей разработки и оценка коэффициентов извлечения нефти (КИН) произведены по секторной модели с использованием истории промысловых данных до 01.07.2014г. и прогноза. Гидродинамическая модель пласта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>, ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> Русскинского месторождения создана в программе обработки данных для гидродинамического симулятора «Техсхема 12» (рисунок 4.23, 4.24), разработанной в ТО СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз». Промысловые данные по состоянию на 01.07.2014г. Исходным материалом для фильтрационной модели послужили:

- геологическая модель, созданная ТО СургутНИПИнефть ОАО «Сургутнефтегаз»;

- действующие проектные документы на разработку месторождения;
- промысловые данные по скважинам.

Для гидродинамических расчетов сетка геологической модели не перемасштабировалась. Исходная геологическая модель кроме сетки включает в себя:

- куб литологии;
- куб пористости;
- куб проницаемости;
- куб начального состояния порового объема (нефтенасыщенности);

#### **Тип фильтрационной модели.**

В зависимости от физико-химических свойств насыщающих пласт флюидов была выбрана двухфазная модель фильтрации: нефть и вода, каждая из которых находится в своей фазе. Никаких фазовых переходов не предусмотрено.

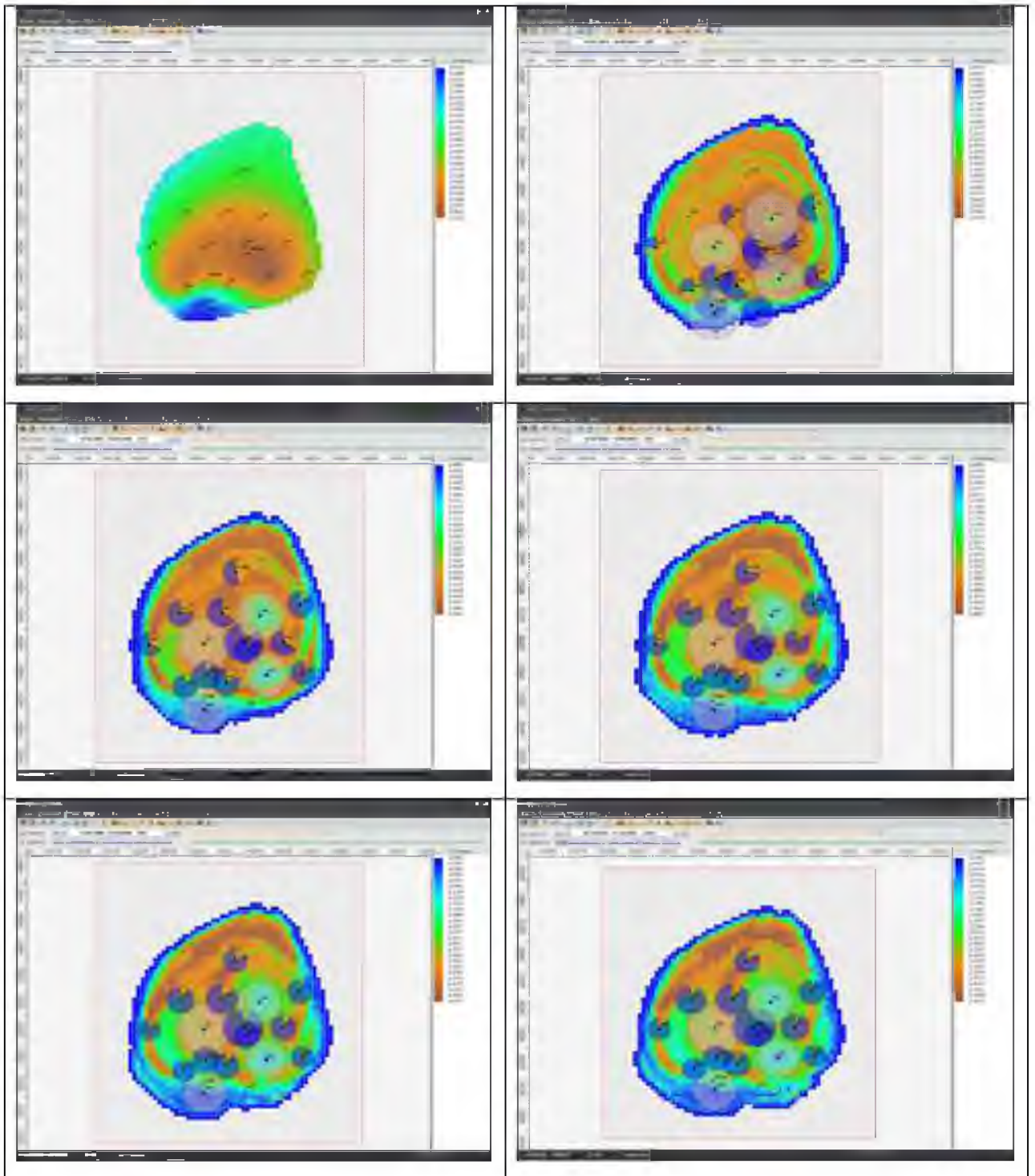


Рисунок 4.25. Динамика изменения нефтенасыщенности пласта ЮС1/1.



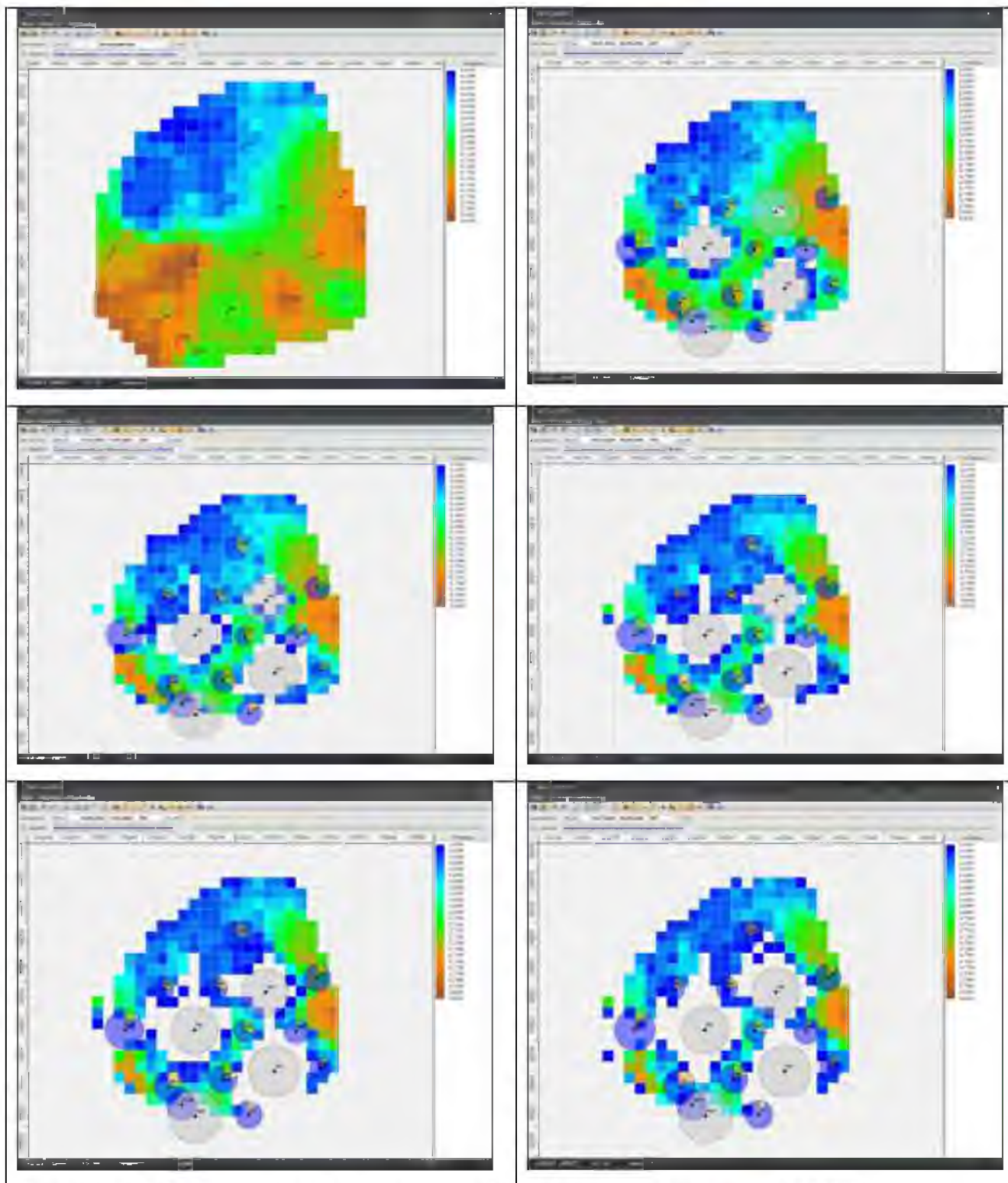


Рисунок 4.26. Динамика изменения нефтенасыщенности пласта ЮС2/1.

### **Свойства пластовых флюидов и горных пород.**

При задании свойств пластовых флюидов и горных пород за основу принимались результаты работ, выполненные ТО СургутНИПИнефть

приведенные в «Дополнении к проекту разработки Русскинского нефтяного месторождения», Москва, 2012 (протокол от 09.08.2012 №5400).

При задании функций относительных фазовых проницаемостей (ОФП) за основу принимались экспериментальные кривые, полученные на образцах керна. В процессе адаптации модели к данным истории разработки, фазовые проницаемости видоизменялись таким образом, чтобы динамика основных фактических и расчетных показателей разработки максимально совпадали. Необходимость модификации кривых ОФП, полученных при экспериментах с образцами керна, вызвана переходом от рассмотрения масштабов керна к масштабам ячеек гидродинамической модели.

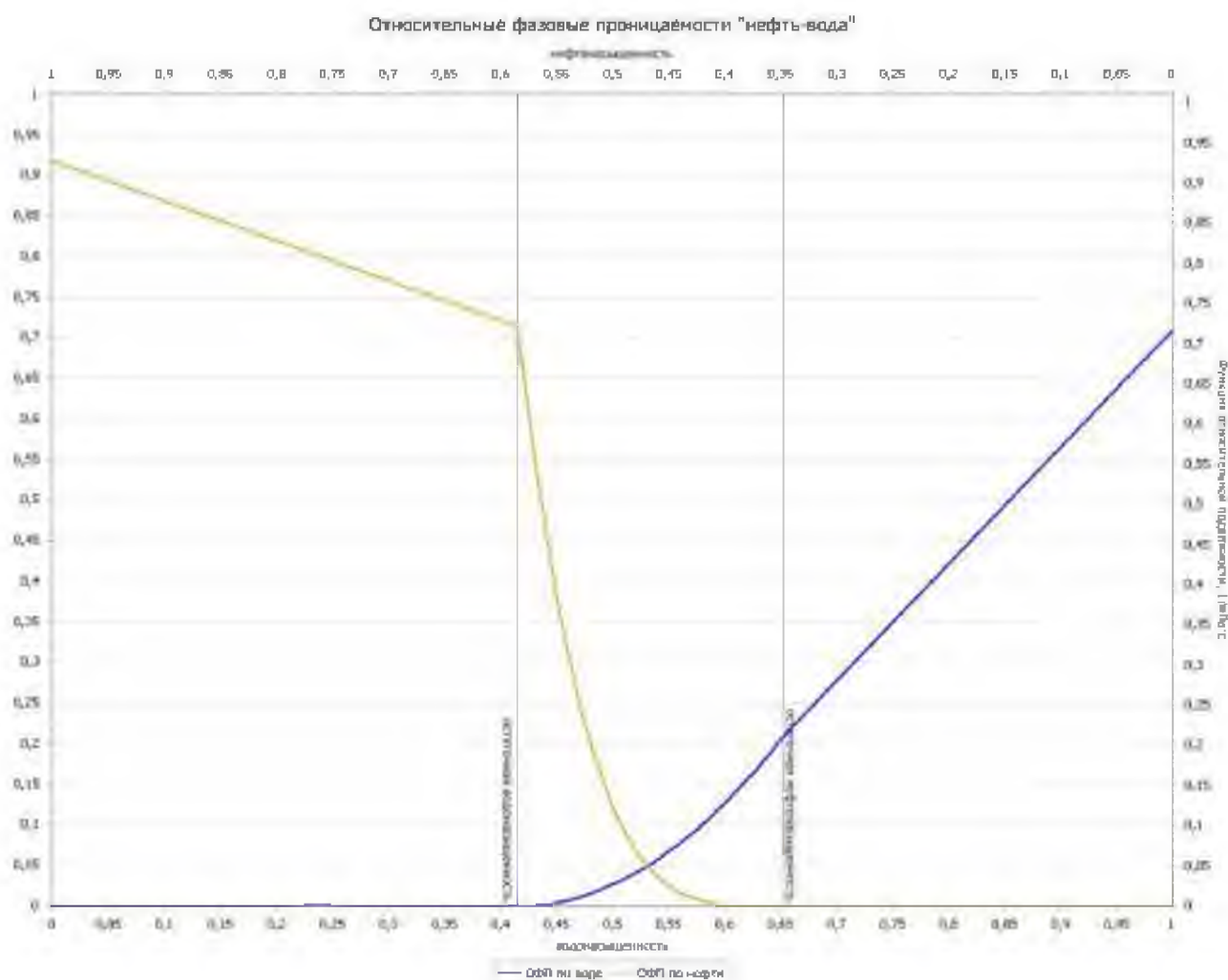


Рисунок. 4.27. Функции относительных фазовых проницаемостей

### **Адаптация модели.**

Модель адаптировалась по всем скважинам, имеющим историю разработки, отдельно по пластам. При воспроизведении истории разработки в качестве граничных условий на добывающих скважинах задавались среднесуточные дебиты фаз (нефть, вода и попутный газ), для нагнетательных скважин – фактические среднесуточные объемы закачанной воды.

### **Расчет модели.**

Шаг модели 1 квартал, расчет проводился до достижения проектного значения КИН. При расчете модели в качестве граничных условий по скважинам, последовательно выступали следующие условия:

- для добывающих скважин:

1. Добыча набора компонентов (нефть + вода);
2. Добыча суммы фаз, рассчитанной как средняя сумма компонентов за фактическую историю разработки для фактических скважин, для проектных как среднее значение добычи окружающих скважин;
3. Последнее забойное давление;
4. Условие выбытия скважин – дебит нефти менее 1 т/сут.

- для нагнетательных скважин:

1. Закачка суммы фаз (вода): для фактических скважин- среднее значение закачки за историю разработки, для проектных - среднее значение закачки по всем нагнетательным скважинам;
2. Последнее забойное давление;
3. Условие выбытия скважин – выбытие всех добывающих скважин в радиусе 600 метров.

Такая последовательность условий характеризуется тем, что после задания фактических режимов добычи скважин, далее гидродинамический симулятор рассчитывает количественное значение притока флюида каждой фазы на основе модельных данных устоявшихся притоков и забойных давлений. Что приближает модельный расчет к реальным значениям.



Условием остановки и выбытия добывающих скважин являлось условие достижения обводненности свыше 0.99.

### Расчетные показатели добычи.

Время достижения проектных значений КИН:

- ЮС2(1), КИН=0,1: 11,25 года, накопленная добыча нефти 231,8 тыс. т.
- ЮС1(1), КИН=0,347: 20 лет, накопленная добыча нефти 257,5 тыс. т.

Таблица 4.10. Расчетные показатели добычи при совместной разработке пластов.

Объект разработки	ЮС1(1)	ЮС2(1)
Количество ячеек модели	95756	40698
Добывающих скважин в модели, шт	14	12
Нагнетательных скважин в модели, шт	4	4
Выбывших добывающих скважин	2	1
Проектное значение КИН по объекту разработки	0,347	0,1
Достижение проектного значения КИН, модельных лет / дата	20 / 01.04.2027	11,25 / 01.10.2018
Достигнутый КИН	0,473	0,228
Общее время моделирования, лет/дата	42,5 / 2050	
Год начала эксплуатации	2009	2007
Год начала фактической добычи	2009	2007
Дата начала моделирования	01.07.2014	
Накопленная добыча нефти (на момент достижения проектного КИН), тонн	257483,9	231802,9
Накопленная добыча нефти (на момент окончания расчета модели), тонн	351031,8	529531,1
Накопленная сверхдобыча нефти, тонн	93547,9	297728,24
Накопленная добыча жидкости (на момент достижения проектного КИН), тонн	1059485,4	690008,2
Накопленная добыча жидкости (на момент окончания расчета модели), тонн	2636578,4	3149293,6
Весовая обводненность на момент достижения КИН, %	91,10	85,00
Весовая обводненность на момент окончания расчета модели, %	96,00	93,10

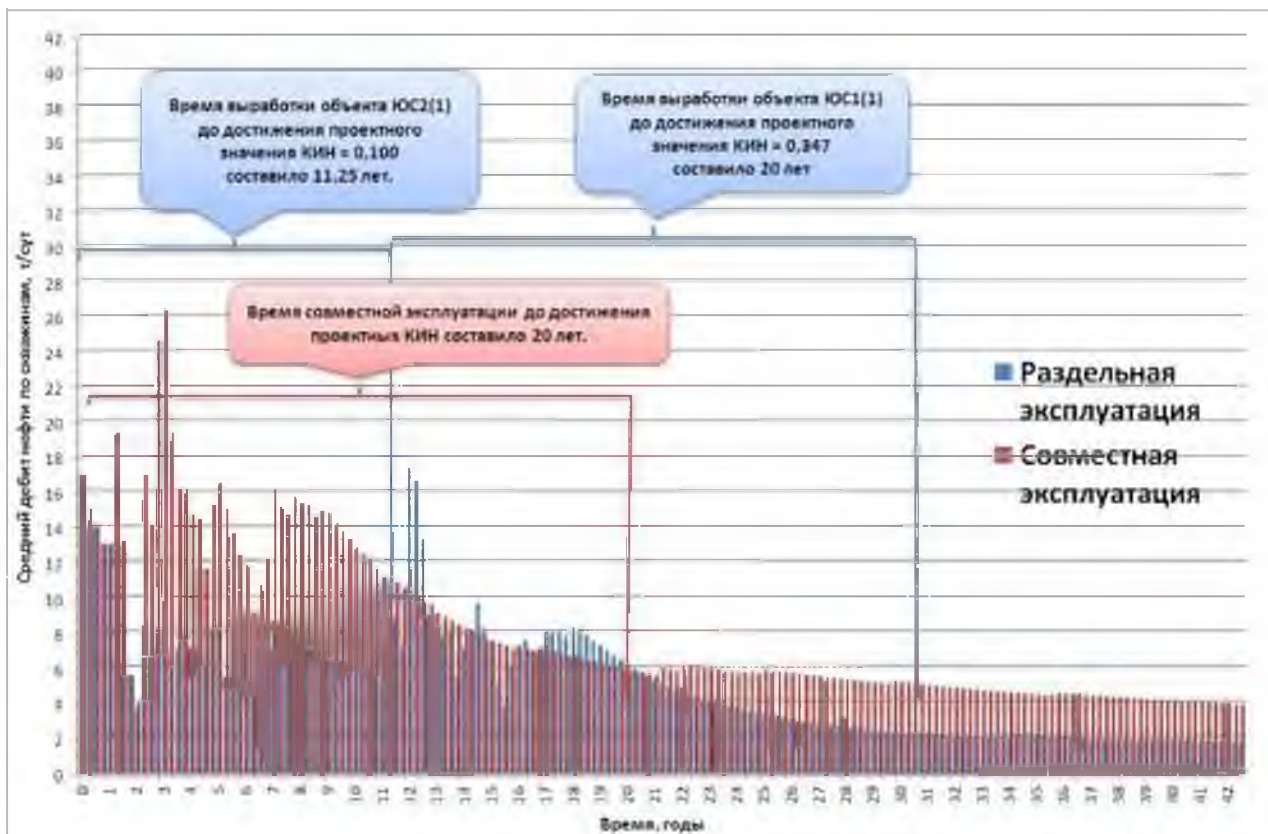


Рисунок 4.28. Показатели добычи нефти при последовательной и совместной разработке объектов участка Русскинского месторождения.

По первому варианту (рисунок 4.28) пласты разрабатываются по очереди сначала ЮС2/1, затем при снижении дебита нефти менее 1 т/сут скважины переводятся на ЮС1/1. Суммарное время разработки до достижения проектных КИН получается 31,25 лет с накопленной добычей нефти 489,3 тыс. т.

При реализации второго варианта одновременно вырабатываются оба пласта, время достижения проектных КИН составляет 20 лет с накопленной добычей нефти 588,6 тыс. т. КИН по ЮС2/1 достигается за 11,25 лет, КИН по ЮС1/1 достигается за 20 лет. По пласту ЮС2/1 после достижения КИН скважины продолжают работать и давать сверхдобычу.

Таким образом, одновременно-раздельная разработка пластов позволяет: сократить время разработки месторождения на 11,25 лет; увеличить накопленную добычу за 20 лет разработки на 99,3 тыс.т за счет сверхдобычи и повысить КИН по пласту ЮС2/1 до 0,143.

#### **Выводы по главе 4**

1. Получены зависимости наработок оборудования ОРЗ от приемистости скважин, в пределах которых возможна безаварийная эксплуатация.

2. В результате проведенных исследований по разработанной методике получены фильтрационно-емкостные характеристики пластов, а именно: пластовое давление, проницаемость, скин-фактор, гидропроводность. Предложенная методика дает возможность регулярного проведения ТГДИС по пластам. Динамика изменения пластовых параметров позволяет на качественно новом уровне планировать геолого-технические мероприятия.

3. Проведен анализ выбытия скважин из эксплуатационного фонда. К 30-му году разработки месторождения в среднем выбывает 28 % фонда скважин. После полной выработки извлекаемых запасов основного объекта перевод скважин на дополнительный объект не создаст полноценную систему разработки из-за выбытия скважин.

4. Впервые планируется ввод в эксплуатацию нового многопластового месторождения, где проектным документом предусмотрена одновременно-раздельная разработка продуктивных горизонтов.

5. Рассмотрены показатели разработки пластов ЮС1/1 и ЮС2/1 участка Рускинского месторождения на основании фактической истории эксплуатации скважин и расчета прогнозных показателей на гидродинамической модели. Первый вариант расчета – классический с последовательным отбором запасов по пластам, второй вариант предполагает одновременную выработку запасов с применением технологий ОРЭ. По второму варианту время разработки до достижения КИН меньше на 11,25 лет, при этом накопленная добыча больше на 99,3 тыс. т за счет отборов по ЮС2/1 после достижения проектного КИН.

## ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

На основе выполненных исследований разработан методический комплекс по определению продуктивных характеристик пластов, подбору оптимального оборудования, регулированию выработки запасов многопластовых месторождений. Особенностью выбранного объекта исследований являются низкие фильтрационно-емкостные свойства рассматриваемых пластов, а также их сложное строение и расчлененность по вертикали и площади. Результаты исследований позволяют выстроить систему, повышающую эффективность разработки многопластовых месторождений с одновременно-раздельной выработкой низкопроницаемых пластов.

Основные результаты работы заключаются в следующем:

1. Анализ эффективности системы разработки Русскинского многопластового месторождения выявил нерентабельность ввода в разработку участка пласта ЮС1/1 самостоятельной сеткой скважин.
2. Разработана методика подбора подземного оборудования ОРД и ОРЗ, определены граничные условия применимости каждого вида компоновок ОРЭ, а также методы определения параметров работы пластов и раздельного учета продукции.
3. Определена критическая наработка скважин ОРЗ для недопущения аварий в результате промыва элементов компоновки, по достижении которой необходимо проведение ревизии оборудования.
4. Разработана методика определения доли участия отдельных пластов в общем дебите скважины и фильтрационных параметров коллекторов многопластового месторождения, которая позволяет:
  - определять удельные дебиты пластов многопластового объекта;
  - определять фильтрационные параметры каждого продуктивного пласта многопластового объекта.

Проведена диагностика взаимного влияния пластов при совместной

работе пластов одной скважиной.

5. Анализ выбытия скважин из эксплуатационного фонда месторождений Западной Сибири показал, что на поздних стадиях разработки значительная часть скважин ликвидируется. Данный факт не позволяет создать полноценную систему разработки второстепенного пласта и обуславливает дополнительные затраты до 28 % на бурение и проведение дополнительных ГТМ.

6. Обоснована экономическая эффективность применения технологий ОРЭ. Произведен расчет показателей разработки на гидродинамической модели, сравнение классического варианта и варианта с одновременно-раздельной разработкой пластов. При использовании технологий ОРЭ сроки достижения проектных КИН по пластам значительно сокращаются.

7. Предложенные решения опробованы на скважинах Рускинского месторождения ОАО «Сургутнефтегаз», благодаря чему за 3 года дополнительно добыто 19,320 тыс. т.

8. Разработанные научно обоснованные методики обеспечивают контроль фильтрационно-емкостных свойств продуктивных коллекторов, регулирование темпа выработки запасов объектов, что в целом повышает эффективность разработки многопластовых месторождений.

## Список литературы

1. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.: Недра, 1982. - 407 с.
2. Афанасьев В.А., Захаров В.А., Захаров И.В., Матвеев С.Н., Цику Ю.К. Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России // Нефтяное хозяйство. – 2011. - № 7. – С. 94-97
3. Базив В.Ф., Закиров С.Н. Некоторые проблемы разработки многопластовых месторождений // Нефтяное хозяйство. – 2002. - № 11. С. 58-60.
4. Балакиров Ю. А. Термодинамические исследования фильтрации нефти и газа в залежи. М.: Недра, 1970 - 192 с.
5. Балакиров Ю.А. Технология и техника эксплуатации нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 1970. - 193 с.
6. Баренблатт Г. И., Максимов В. А. О влиянии неоднородностей на определение параметров нефтеносного пласта по данным нестационарного притока жидкости к скважинам //Изв. АН СССР, ОТН. 1958. № 7.
7. Баренблатт Г.И., Ентов В.М.: Рыжик Б.М. Теория нестационарной фильтрации жидкости и газа. — М.: Недра, 1972. - 181 с.
8. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. - М: Недра.- 1984.- 206 с.
9. Басик Я.Н., Степанов А.Г. Скважинная аппаратура для измерения дебита и температуры //Геофизическая аппаратура. – Л.: Недра, 1960. - вып. 44. С. 94-97.
10. Басниев К.С.и др. Подземная гидравлика.- М.: Недра, 1986. - 289 с.
11. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: учебник для вузов. - М.: Недра, 1993. - 416 с.
12. Басниев К.С., Алиев З.С., Черных В.В. Методы расчетов дебитов горизонтальных, наклонных и многоствольных газовых скважин. Обз. информ. сер. Бурение газовых и газоконденсатных скважин. - М.: ИРЦ Газпром, 1999. С. 27-30.

13. Блинов А.Ф. О восстановлении давления в скважине, эксплуатирующей два пласта с различным забойным давлением. / Труды ТатНИИ, вып. 2, Бугульма, Таткнигоиздат, 1960. С. 253-261.
14. Блинов А.Ф., Дияшев Р.Н. Исследования совместно эксплуатируемых пластов. – М.: Недра, 1971. - 211 с.
15. Борисов Ю.П. Определение параметров пласта при исследовании скважин на неустановившихся режимах с учетом продолжающегося притока жидкости. /Труды ВНИИ, вып. XIX, Гостоптехиздат, 1959. С. 79-81.
16. Борисов Ю.П., Курбанов А.К., Пилатовский В.П., Розенберг М.Д. Развитие нефтяной подземной гидродинамики в связи с решением проблем разработки нефтяных месторождений /Рациональная разработка нефтяных месторождений в Советском Союзе //Труды ВНИИ, вып. LIII. – М.: Изд-во Недра, 1970. С. 131-137.
17. Бочаров В.А. Разработка нефтяных пластов в условиях проявления начального градиента давления. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. - 250 с.
18. Бузинов С.И., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. – М.: Недра, 1984. - 269 с.
19. Булыгин В.Я. Гидромеханика нефтяного пласта. М.: Недра, 1974. - 232 с.
20. Бурде Д. Анализ испытания скважины: использование усовершенствованных интерпретационных моделей – М.: Недра, 2002. – 415 с.
21. Быков Н.Е. Выделение эксплуатационных объектов в разрезах многопластовых месторождений. М.: «Недра», 1975. - 144 с.
22. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш. Термические исследования при компрессорном освоении нефтяных скважин. – Уфа: Изд-во Башкирск. Гос. ун-та, 1992. - 168 с.
23. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. Термометрия пластов с многофазными потоками. Изд-е Башкирск. Ун-та. – Уфа, 1998. - 116 с.
24. Валиуллин Р.А., Шарафутдинов Р.Ф., Рамазанов А.Ш. и др. Решение одной обратной задачи термогидродинамики. // Обратные задачи в

- приложениях. – Бирск: БирГСПА, 2006. - 304 с.
25. Васильевский В.Н., Каменецкий С.Г., Умрихин И.Д. Развитие гидродинамических методов исследований нефтеносных пластов и скважин СССР. /Рациональная разработка нефтяных месторождений в Советском Союзе //Труды ВНИИ, вып. LIII. – М.: Изд-во Недр, 1970. С. 64-71.
26. Васильевский В.Н., Петров А.И. Техника и технология определения параметров скважин и пластов. – М.: Недр. 1989. - 271 с.
27. Вахитов Г.Г., Кузнецов О.Л., Симкин Э.М. Термодинамика призабойной зоны нефтяного пласта. М.: Недр, 1978. - 216 с.
28. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика /Под ред. В.М. Запорожца. – М.: Недр, 1983. - 591 с.
29. Гиматудинов Ш.Е. и др. Физика нефтяного и газового пласта. М: 1982. - 308 с.
30. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. — М.: Недр, 1981. - 240 с.
31. Гриценко А.И. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. - 523 с.
32. Дахнов В.Н., Дьяконов Д.И. Термические исследования скважин. — Л.: Гостоптехиздат, 1952. - 217 с.
33. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. М., Недр, 1982. - 448 с.
34. Дияшев Р.Н. Механизмы негативных последствий совместной разработки нефтяных пластов. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2004. - 192 с.
35. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. Промысловая геофизика: Учебник для вузов /Под ред.В.М. Добрынина. – М.: Недр, 1986. - 342 с.
36. .Дополнение к проекту разработки Русскинского месторождения. Протокол ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре от 16.06.2009 № 1172. – 2009.
37. .Дополнение к проекту разработки Русскинского нефтяного



- месторождения (ОАО «Сургутнефтегаз»). Протокол ЦКР Роснедр по УВС от 09.08.2012г. № 5400. 138 с.
38. Дополнение к технологической схеме разработки Родникового месторождения. Тюмень, 2003. - 1287 с.
39. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. - 332 с.
40. Жувагин Н.Г., Комаров С.Г., Черный В.Б. Скважинный термокондуктивный дебитомер СТД. – М.: Недра, 1973. - 80 с.
41. Заворотько Ю.М. Геофизические методы исследования скважин. - М.: Недра, 1983. - 211 с.
42. Захаров И.В. Исследование и разработка технико-технологических методов управления одновременно-раздельным дренированием многопластовых месторождений. Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. Тюмень 2013
43. Иванова М.М., Дементьев Л.Ф., Чоловский И.П. Нефтегазопромысловая геология и геологические основы разработки месторождений нефти и газа: Уч. для вузов.- М.: Недра, 1985. - 422 с.
44. Иктисанов В.А., Дияшев Р.Н. Обработка кривых восстановления давления с учетом притока путем использования численных методов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. - 1999. - № 6. С. 60 - 63.
45. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. – М.: ОАО ВНИИОЭНГ, 2001. - 212 с.
46. Иктисанов В.А. Совершенствование методик интерпретации кривых восстановления давления горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство, № 2, 2002 г. С. 56-59.
47. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотичная динамика»; Институт компьютерных исследований, 2005. - 780 с.

48. Каменецкий С.Г. Нефтепромысловые исследования скважин. – М.: Недра, 1971. - 280 с.
49. Каменецкий С.Г., Борисов Ю.П. К вопросу об определении основных гидродинамических параметров в пластах, расчлененных на отдельные пропластки. Труды ВНИИ, вып. XIX, М., Гостоптехитздат, 1959. С. 164-173.
50. Каменецкий С.Г., Кузьмин В.М., Степанов В.П. Нефтепромысловые исследования пластов. М.: Недра, 1974. - 224 с.
51. Каналин В.Г., Дементьев Л.Ф. Методика и практика выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях. – М.: Недра, 1982. - 224с.
52. Комплексное лабораторное изучение пород-коллекторов по разведочным и эксплуатационным скважинам ОАО «Сургутнефтегаз». Отчет о НИР, том 1, Тюмень, 2000
53. Коноплев Ю.В. Геофизические методы контроля разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1986, - 221 с.
54. Костюченко С.В., Ямпольский В.З. Мониторинг и моделирование нефтяных месторождений. – Томск: Изд-во НТЛ, 2000. - 246 с.
55. Крылов А.П., М.М. Глаговский и др. Научные основы разработки нефтяных месторождений. – Москва – Ленинград, Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горно-топливной литературы, 1948. - 416 с.
56. Кульпин Л.Г., Мясников Ю.А. Гидродинамические методы исследования нефтегазоводоносных пластов. М., Недра, 1974. - 200 с.
57. Лапук Б. Б. О термодинамических процессах при движении газа в пористых пластах. «Нефтяное хозяйство», 1940, № 3. С. 45-47.
58. Лапук Б.Б. О температурных изменениях, происходящих при движении сырой нефти в пористых пластах. «Нефтяное хозяйство», 1940, № 4. С. 38-40.
59. Лейбензон Л.С. Подземная гидрогазодинамика. Собрание трудов, т. II. - М.: Изд-во АН СССР, 1953. - 357 с.
60. Лушпеев В.А. Разработка и исследование термогидродинамических

методов оценки фильтрационных свойств многопластовых объектов. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. Тюмень 2007г.

61. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. - 516 с.

62. Максимов В.М. Основы гидротермодинамики пластовых систем. - М.: Недра, 1994. - 194 с.

63. .Максутов Р.А. Доброскок Б.Е., Зайцев Ю.В. Одновременно-раздельная эксплуатация многопластовых нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1974. – 232 с.

64. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде (пер. с англ.) – М.: Гостоптехиздат, 1949. - 628 с.

65. Мехтиев Ш.Ф., Мирзаджанзаде А.Х. и др. Термические исследования нефтяных и газовых месторождений.— М.: Недра, 1971. - 216 с.

66. Непримеров Н. Н. Экспериментальные исследования некоторых особенностей добычи парафинистой нефти. Казань, изд-во КГУ, 1958. - 117 с.

67. Непримеров Н. Н., Пудовкин М. А., Марков А. И. Особенности теплового поля нефтяного месторождения. Казань, изд. КГУ, 1968. - 303 с.

68. Нефтепромысловое оборудование: Справочник /Под ред. Е.И.Бухаленко.-2-е изд., перераб. и доп.- М., Недра, 1990.- 559 с.

69. Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежи нефти геофизическими методами. М., «Недра», 1977. - 239 с.

70. Патент № 118681 РФ E21B43/14. Оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов через одну скважину // Афанасьев В.А., Захаров И.В., Захаров В.А., Шубин В.В., Паличев М.Ф., Саранцев Ю.Г., Цику Ю.К. // Бюллетень, - 2012, - № 21.

71. Патент № 131074 РФ E21B43/14. Оборудование для эксплуатации и исследования многопластовой скважины // Захаров И.В., Цику Ю.К. // Опубликовано 10.08.2013.

72. Патент 109792 РФ E21B43/14. Оборудование для одновременно-раздельной добычи нефти из двух пластов // Афанасьев В.А., Захаров И.В., Матвеев С.Н., Алеев Р.И., Цику Ю.К. // Бюллетень, - 2011, - № 30.
73. Патент №2290507 РФ, E21B 47/10. Способ определения фильтрационных параметров сложнопостроенных коллекторов и многопластовых объектов // Федоров В.Н., Нестеренко М.Г., Клюкин С.С., Мешков В.М., Лушпеев В.А. // Бюллетень Изобретения, - 2006, - №33.
74. Петров А.И. Глубинные приборы для исследования скважин. – М.: Недра, 1980. - 224 с.
75. Пилатовский В.П. Основы гидромеханики тонкого пласта.–М.: Недра, 1966. - 196 с.
76. Пирвердян А.М. Физика и гидравлика нефтяного пласта. — М.: Недра, 1982. - 192 с.
77. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – Москва, 1987. Утверждены Коллегией МНП СССР от 15 октября 1984 г. № 44, п. IV.
78. Правила охраны недр. Регистрационный № 4718, 18.06.2003г. ПБ-07-601-03. п. 113
79. Практические указания испытания поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Часть 3. Исследование комплексом гидродинамических методов. Книга 1. Тюмень- Тверь, 1994 г. - 63 с.
80. Приборы для измерения температуры контактным способом /Под ред. Р.В. Бычковского. – Львов: Вища шк., 1978. - 208 с.
81. Проселков В.М. Теплопередача в скважинах.- М.: Недра, 1975. - 224с.
82. Пудовкин М. А. Теоретические расчеты поля температур нефтяного пласта при нагнетании в него воды. Вопросы усовершенствования разработки нефтяных месторождений Татарии. Казань, изд-во КГУ, 1962. - 219 с.
83. Пыхачев Г.Б., Исаев Р.Г. Подземная гидравлика. – М: Недра, 1973. - 186 с.

84. Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф., Халикова А.Г. Баротермический эффект при вытеснении нефти из пористой среды. Изв. АН СССР., МЖГ. – 1992. - №3. С.104-109.
85. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-047-00. М.: 2000. - 102 с.
86. Розенберг М.Д., Кундин С.А. Многофазная многокомпонентная фильтрация при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1976. - 216 с.
87. Рубинштейн Л.И. Температурные поля в нефтяных пластах. — М.: Недра, 1972. - 276 с.
88. Руководящий документ (РД 153-39.0-109-01) Методические указания «Комплексование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений». – М.: ППП «Типография «Наука», 2002. - 75 с.
89. Руководящий документ (РД 153-39.0-110-01) «Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений». – М.: 2002. - 98 с.
90. Савельев В.А., Сугаипов Д.А. О производительности горизонтальных скважин в пластах с высокой вертикальной анизотропией и расчлененностью // Нефтепромысловое дело. - № 10. – 2002. – с. 28-33.
91. Саркисов И.Г., Барминский А.Г. Каротажные станции, оборудование, кабели. Методика геофизических исследований на нефть и газ. - М.: Недра, 1979. - 120 с.
92. Свидетельство на полезную модель 26326 РФ, МКИ Е 21 В 49/00. Устройство для исследования горизонтальных скважин // В.М. Мешков, В.Н. Федоров, М.Г. Нестеренко // Бюл. Изобретения – 2002. - № 33.
93. Свидетельство на полезную модель 45776 РФ, Е 21 В 47/06. Устройство для исследования многоствольных скважин // Мешков В.М., Федоров В.Н., Нестеренко М.Г., Клюкин С.С., В.А. Лушпеев // Бюллетень Изобретения, - 2005, -№ 1.

94. Смирнов Ю.М., Зенкин Б.Д., Днепровская Н.И., Павлов А.А. Опыт эффективного применения автономных скважинных манометров// НТВ «Каротажник». Тверь: ГЕРС. 1999. Вып. 64. С. 91-93.
95. Совершенствование технологий разработки месторождений нефти и газа. Под ред. С.Н. Закирова. – М.: Изд. «Грааль». – 2000. - 643 с.
96. Справочник для мастеров по добыче нефти и ремонту скважин. Справочное издание. – Сургут: РИИЦ «Нефть Приобья»; 1999. - 268 с.
97. Справочник трубы нефтяного сортамента, М. 1987. - 206 с.
98. .СТО 236-2008. Технология одновременно-раздельной закачки воды в два пласта через одну скважину. - Сургут: ОАО «Сургутнефтегаз», 2008. – 38 с.
99. Телков А.П. Определение параметров пласта по кривым восстановления забойного давления при различной форме границы пласта. В кн. Подземная гидравлика. — Тр. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. — М.: вып. 33, 1961. С. 131-142.
100. Телков А.П., Телков В.А. Термогидродинамические задачи притока газа к несовершенным скважинам. — М.: ВНИИгазпром, 1989. - 39 С.
101. Технологическая схема ОПР на Ненецком месторождении. Протокол ЦКР Роснедра по ХМАО-Югре от 27.08.2009 № 1202. – 2009
102. Умрихин И.Д., Бузинов С.Н. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов.- М.: Недра. 1974. - 190 с.
103. Федоров В.Н., Лушпеев В.А. Моделирование в обработке и интерпретации результатов термогидродинамических исследований скважин. // НТЖ «Нефтяное хозяйство». – М.: 2004. – №12. С. 100-102.
104. Федоров В.Н., Лушпеев В.А. Способ определения фильтрационных параметров анизотропных пластов по результатам термогидродинамических исследований скважин. // Труды IV Международного технологического симпозиума «Новые технологии разработки и повышения нефтеотдачи». – Москва: Изд-во Института нефтегазового бизнеса, 2005. С. 282-286.
105. Федоров В.Н., Лушпеев В.А. Обработка и интерпретация результатов

термогидродинамических исследований скважин на основе решения прямой-обратной задачи. // Материалы конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений». – г.Томск: Изд-во Томского университета, 2005. С. 78.

106. Федоров В.Н., Лушпеев В.А. Определение продуцирующих интервалов многопластовых объектов нефтегазовых месторождений при нестационарных режимах фильтрации. // Сборник тезисов VI конгресса нефтегазопромышленников России. – г.Уфа: Изд-во НПФ Геофизика 2005. С. 39-40.

107. Федоров В.Н., Мешков В.М. Оценка работающей длины горизонтального участка скважины гидродинамическими методами исследования // Строительство горизонтальных скважин: тез. докл. VI междунар. конф. по горизонтальному бурению, г. Ижевск, 23-25 октября 2001. – М.: ГУП изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. С. 147-152.

108. Федоров В.Н., Мешков В.М. Современные гидродинамические методы исследования скважин //Интервал. – 2002. - № 1. С. 55-60.

109. Федоров В.Н., Мешков В.М. Термодинамические признаки работающей длины ствола горизонтальной скважины //Нефть и газ: проблемы недропользования, добычи и транспортировки: тез. докл. науч.-техн. конф., посвященной 90-летию со дня рождения В.И. Муравленко, г. Тюмень, 25-26 сентября 2002. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2002. С. 77.

110. Федоров В.Н., Нестеренко М.Г., Мешков В.М. Современные средства измерения для гидродинамических исследований скважин //НТВ Каротажник. – Тверь. - 2001. – вып.83. С. 73-82.

111. Федоров В.Н., Шешуков А.И., Мешков В.М. Гидродинамические исследования горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. – 2002. - № 8. С. 92-94.

112. Федоров В.Н., Мешков В.М., Нестеренко М.Г. Методическое

руководство по определению работающих интервалов горизонтальных скважин с использованием «гирлянды» автономных приборов и эжекторного многофункционального. Руководящий документ РД 5753490-038-2003. Сургут: ОАО «Сургутнефтегаз», 2003. - 27 с.

113. Физический энциклопедический словарь/ Гл. ред. А.М.Прохоров. Ред. Кол. Д.М. Алексеев, А.М. Бонч-Бруевич, А.С. Боровик-Романов и др.- М.: Сов. энциклопедия 1983.- 928 с.

114. Филиппов А.И., Шарафутдинов Р.Ф. Особенности теплового поля дроссельного эффекта в пластовых условиях при наличии охлаждения закачиваемой водой //нефть и газ. – 1982. - № 3. С. 53-58.

115. Филиппов А.И. Скважинная термометрия переходных процессов. Саратов, Изд-во Саратов.унив., 1989. - 116 с.

116. Хасан Акрам, Вольпин С. Г., Мясников Ю. А. и др. Исследования малодобитных скважин в России//Нефтегазовое обозрение. 1999. С. 32-35.

117. Хисамов Р.С., Сулейманов Э.И., Фархуллин Р.Г., Никашев О.А., Губайдуллин А.А., Ишкаев Р.К., Хусаинов В.М. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». 1999. - 227 с.

118. Хоминец З.Д., Косняк И.Н., Лисовский В.С. Результаты и перспективы применения струйных насосов при поиске, разведке и разработке месторождений // Нефтяное хозяйство. – 1998. - № 5. С.72-75.

119. Хоминец З.Д. и др. Разработка технологических процессов исследования скважин на базе струйных насосов // Нефтяное хозяйство. – 1989. - № 9. С. 61-62.

120. Цику Ю.К., Захаров И.В. Опыт и перспективы одновременно-раздельной эксплуатации многопластовых месторождений НГДУ «Комсомольскнефть» // Нефтяное хозяйство. – 2012. - № 8. – С 52-54.

121. Цику Ю.К. Сургутнефтегаз: конструкции одновременно-раздельной и совместной добычи нефти // Нефтегазовая вертикаль. – 2013. - № 20. – С. 62-64.



122. Чарный И.А. Определение некоторых параметров пластов при помощи кривых восстановления забойного давления. //Нефтяное хозяйство, № 3, 1955. С. 57-60.
123. Чарный И.А., Умрихин И.Д. Об одном методе определения параметров пласта по наблюдению неустановившегося режима притока к скважине. — Тр. Московского нефтяного института, вып. 24, 1959. С. 34-37.
124. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. -М.: Гостоптехиздат, 1963. - 397 с.
125. Чекалюк Э.Б. Основы пьезометрии залежей нефти и газа. Киев, Гостехиздат, 1961. - 311 с.
126. Чекалюк Э.Б. и др. Инструкция по гидродинамическим исследованиям нефтяных и газовых залежей. Киев, Гостехиздат, 1961. - 96 с.
127. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. -М.:Недра,1965. - 238 с.
128. Щелкачев В.Н. Избранные труды. в 2 т., том 1 - М.: Недра, 1990. - 399 с.
129. Щелкачев В.Н. Избранные труды. в 2 т., том 2 - М.: Недра, 1990. - 613 с.
130. Щелкачев В.Н. Основы и приложения неустановившейся фильтрации: Монография. - М.: Нефть и газ, 1995. - 120 с.
131. Щелкачев В.Н., Назаров С.Н. Учет влияния гидродинамического несовершенства скважин в условиях упругого режима. - Нефтяное хозяйство, 1954, № 5. С. 23-26.
132. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. - 304 с.
133. Al-Hussainy R., Ramey H. I. and Crawford P.B. The Flow of Real Gases through Porous Media. I.P.T., May, 1966. P. 624-636.
134. Harris M.H. The Effect of Perforating on Well Productivity.-IPT.Apr., 1966.
135. Hudson H. Cremona Transformations Plane and Space. Cambridge: Univ.Press. 1927. - 514 p.
136. Hurst W. Unsteady flow of fluids in oil reservoirs. "Physics", v. 5, № 1, Jan 1934. P. 20-30.
137. Joshi S.D. Horizontal Well Technology, 1991. P. 533.
138. Kazemi H. Pressure buildup in reservoir limit testing of stratified systems

//JPT, April, 1970. P. 36-39.

139. Lee W.J. Characterizing formations with well tests. SPE, S.A.Holditch and Associates, Inc. - 1997. - 112 p.

140. Lefkovits H.C. et al. A. Study of the behavior of bounded reservoirs composed of stratified layers //SPEJ, March, 1961. P. 12-15.

141. Muskat M. The flow of compressible fluids through porous media and some problems in heat conduction. "Physics", v. 5, № 3, March 1934. P. 71-94.

142. Polubarinova-Kochina P.Ya. Theory of groundwater movement. Princeton, 1962. - 201 p.

143. Shah P.C., Karakas M., Kuchuk F., Ayestaran L. Estimation of the Permeabilities and Skin Factors in Layered Reservoirs with Downhole Rate and Pressure Data //SPEFE , Sept, 1988. P. 55-56



УТВЕРЖДАЮ  
Главный инженер  
ИГДУ "Комсомольскнефть"  
ОАО "Сургутнефтегаз"

\_\_\_\_\_  
А.В.Чибизов  
" " \_\_\_\_\_ 2014 г.

Расчет экономического эффекта от внедрения  
полезной модели, патент № 131074  
"Оборудование для эксплуатации и исследования многопластовой скважины"  
авторов: Ю.К.Цику, И.В.Захарова

## **I. АННОТАЦИЯ**

В ОАО "Сургутнефтегаз" растет доля добычи углеводородов из низкопродуктивных, сложнопостроенных коллекторов, зачастую скважины пробуренные на такие горизонты работают в периодическом режиме. Бурение в районах с низким потенциалом крайне рискованно. Подобные запасы нефти целесообразно вовлекать в разработку с использованием технологий совместно-раздельной эксплуатации нескольких пластов.

Полезная модель относится к оборудованию для совместно-раздельной механизированной добычи нефти из двух пластов скважины многопластового месторождения и направлена на обеспечение контроля за дебитами и обводненностью по пластам, разобращенным пакером в стволе скважины.

Оборудование содержит спущенный в скважину пакер, разобщающий пласты в стволе скважины, герметично сочлененный с клапаном-отсекателем. Клапан-отсекатель при создании перепада давления с устья перекрывает гидравлический канал от нижнего пласта к насосу. Наземной установкой замеряются дебит и обводненность верхнего пласта и вычитанием из ранее замеренных значений параметров скважины (двух пластов) определяется дебит и обводненность нижнего пласта.

Таким образом, использование полезной модели позволяет эксплуатировать двухпластовые скважины одним насосом и обеспечивать контроль за дебитами и обводненностью пластов. При подключении второго пласта повышается эффективность эксплуатации скважин, общий приток может обеспечить постоянный режим работы.

## **II. БАЗА СРАВНЕНИЯ**

При экономической оценке использования оборудования для эксплуатации и исследования многопластовой скважины, в базовом варианте отсутствуют сопоставимые затраты в связи с эксплуатацией одного пласта.

В сравниваемом варианте приняты затраты на производство работ по приобщению пласта при освоении скважины, применение оборудования для эксплуатации и исследования многопластовой скважины и на производство замеров дебита жидкости и обводненности каждого пласта. Экономическая выгода (часть дохода) определяется как разность между экономией затрат за счет условно-постоянных расходов в себестоимости добычи нефти и материально-производственными затратами на внедрение полезной модели.

## **III. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА**

Экономический эффект заключается в дополнительной добыче нефти от приобщения пласта.

#### IV. РАСЧЁТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	Фактический расчет		Примечание
			1 год		
			базовый вариант	сравнивае- мый вариант	
1	Объем внедрения	скв.	-	2	п.1 Исходные данные
2	Объем дополнительной добычи	т	-	9 324,00	п.2 Исходные данные
3	Условно-постоянные расходы	руб.	-	2674,06	п.3 Исходные данные
4	Затраты на приобщение пластов	руб.	-	574 858,17	Данные СУБР-1
5	Количество замеров в год на 2 скважины	замер	-	96,00	п.4 Исходные данные*12мес.*2 скв.
6	Время работы + время в пути	час	-	4,00	п.5 Исходные данные
7	Тариф автоцистерны (КАМАЗ-43118 АКН-10)	руб.	-	795,00	Тарифы на услуги транспорта ОАО "СНГ"
8	Коэффициент превышения фактических расходов над	%	-	1,19	Данные ПЭО
9	Транспортные затраты	руб.	-	3 784,20	п.6*п.7*п.8
10	Затраты на проведение замеров	руб.	-	363 283,20	п.5*п.9
11	Итого затраты на проведение	руб.	-	938 141,37	п.4 + п.10
12	Экономия за счет условно-постоянных расходов	руб.	-	24 932 935,44	п.2*п.3
13	Годовой экономический эффект	руб.	23 994 794,07		п.12-п.11

Начальник производственно-технического отдела

А.Ф.Чернов

Начальник планово-экономического отдела


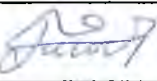



Э.Ф.Гинанов

Руководитель группы комплексного экономического анализа

Е.А.Макиров

### ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

для расчета экономического эффекта от внедрения полезной модели  
"Оборудование для эксплуатации и исследования многопластовой скважины"  
авторов: Ю.К.Цику, И.В.Захарова

№ п/п	Наименование показателей	Ед.изм	Базовый вариант	Сравниваемый вариант	Подпись ответственного лица		
					6	7	8
1	Объем внедрения	скв.	-	2	Геолог I категории ОпоРНиГМ		А.В.Горюнова
2	Объем дополнительной добычи нефти	тн	-	9 324,00	Геолог I категории ОпоРНиГМ		А.В.Горюнова
3	Условно-постоянные расходы	руб.	-	2674,06	Экономист II категории		М.В.Иванищев
4	Количество замеров в мес.	замер	-	4	Геолог I категории ОпоРНиГМ		А.В.Горюнова
5	Время работы + время в пути	час	-	4	Геолог I категории ОпоРНиГМ		А.В.Горюнова

ОАО «Сургутнефтегаз»  
0300, НГДУ «Комсомольскнефть»

АКТ  
19.09.2014 № 10-02-669

использования объекта  
интеллектуальной собственности

Регистрационный номер охранного документа 131074

Наименование объекта интеллектуальной собственности Оборудование для

эксплуатации и исследования многопластовой скважины

полное название объекта по охранному документу

В скважине 589 Русскинского месторождения использовано с 30.04.2011г.  
В скважине 605 Русскинского месторождения использовано с 30.07.2012г.  
В скважине 4125 Русскинского месторождения использовано с 19.07.2012г.  
В скважине 4156 Русскинского месторождения использовано с 24.08.2012г.

Составлен в трех экземплярах и направлен:

Первый экземпляр – в технический отдел технического управления

Второй экземпляр – в отдел стандартизации и патентования ИЭВЦ

Третий экземпляр – в ПТО НГДУ «Комсомольскнефть»

Начальник управления

должность руководителя структурного подразделения



С.Н.Матвеев

инициалы, фамилия

Заместитель начальника

производственно-технического отдела

  
подпись

И.М.Галлямов

инициалы, фамилия


СОГЛАСОВАНО

И.о. начальника производственного отдела

по добыче нефти и поддержанию пластового давления

ОАО «Сургутнефтегаз»

должность куратора по направлению деятельности

  
подпись

Р.Т.Габдрафиков

инициалы, фамилия