

**ОАО «ЛУКОЙЛ»**

Утверждаю:

Первый исполнительный  
Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ»

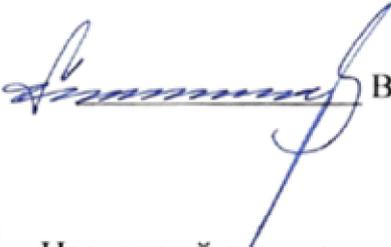
  
\_\_\_\_\_ Р.У. Маганов

« 5 » \_\_\_\_\_ 10 2012 г.

**Методическое руководство  
по приемке, анализу и систематизации результатов трассерных  
исследований в организациях Группы «ЛУКОЙЛ»  
(Редакция 1.0)**

Согласовано:

Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ»  
по технологиям и разработке  
нефтяных и газовых месторождений

  
\_\_\_\_\_ В.В. Муляк

Согласовано:

Заместитель генерального директора  
по научной работе в области  
разработки ООО «ЛУКОЙЛ-  
Инжиниринг»

  
\_\_\_\_\_ А.В. Гавура

Настоящий документ разработан ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

## **ПРЕДИСЛОВИЕ**

УДК 550.832 МЕТОДИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО по приемке, анализу и систематизации результатов трассерных исследований в организациях Группы «ЛУКОЙЛ». Редакция 1.0 – М., ОАО «ЛУКОЙЛ», 2012г.

Методическое руководство является внутренним документом Компании, предназначенным для специалистов организаций Группы ЛУКОЙЛ и сервисных подрядных организаций, выполняющих трассерные исследования.

РАЗРАБОТАНО коллективом специалистов отдела гидродинамических исследований ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»: к.т.н. Санниковым В.А., д.ф.-м.н., проф. Курочкиным В.И., Федотовым С.Г., Глечиковым П.В.

ВНЕСЕНО ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

УТВЕРЖДЕНО И ВВЕДЕНО В ДЕЙСТВИЕ в октябре 2012г. Первым исполнительным Вице-президентом ОАО «ЛУКОЙЛ» Р.У. Магановым

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ, ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	6
1.1 Область применения .....	6
1.2 Обозначения и сокращения .....	6
1.3 Определения и термины .....	7
1.4 Цели трассерных исследований .....	8
1.5 Задачи трассерных исследований .....	8
1.6 Метод и основные компоненты трассерных исследований .....	9
2 ПЛАНИРОВАНИЕ, ПРИЕМКА И ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	11
2.1 Общие положения .....	11
2.2 Задачи и функции участников работ .....	12
2.3 Порядок планирования работ, приемки и документирования результатов трассерных исследований .....	13
2.4 Анализ, переинтерпретация и хранение результатов трассерных исследований .....	16
2.5 Формы планирования и отчетности о результатах трассерных исследований ...	18
2.6 Программное обеспечение для приемки, документирования отчетности, интерпретации исследований, формирования баз данных .....	20
3 МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	22
3.1 Исходные данные, используемые в расчете .....	22
3.2 Порядок и процедура интерпретации .....	23
3.3 Оценка погрешностей расчета геолого-физических параметров .....	27
4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПЛАНИРОВАНИЮ ПАРАМЕТРОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	30

4.1 Выбор массы закачиваемого индикатора.....	30
4.2 Длительность исследования и частота отбора проб .....	31
5 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИНТЕРПРЕТАЦИИ И ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	33
6 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	36
6.1 Базовые параметры трассерных исследований .....	36
6.2 Контроль эффективности процесса заводнения и разработки залежей, подбор скважин-кандидатов и анализ эффективности МУН.....	38
СПИСОК ЦИТИРУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	43
ПРИЛОЖЕНИЕ А	
ЗАДАНИЕ НА ПРОВЕДЕНИЕ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	44
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	
НЕОБХОДИМЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ.....	46
ПРИЛОЖЕНИЕ В	
ТАБЛИЧНЫЕ И ГРАФИЧЕСКИЕ ФОРМЫ ОТЧЕТНОСТИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ .....	48

## ВВЕДЕНИЕ

Методическое руководство направлено на создание на современном уровне с использованием компьютерных технологий методической основы и единой системы планирования, приемки, контроля качества, интерпретации и документирования отчетности, формирования баз данных трассерных исследований в организациях Группы «ЛУКОЙЛ».

Методическое руководство разработано на основе анализа опубликованных отечественных и иностранных источников, с учетом опыта проведения и интерпретации трассерных исследований по нефтяным месторождениям ОАО «ЛУКОЙЛ».

Методическое руководство включает:

- общие сведения, область применения документа, обозначения и сокращения, определения и термины, цели и задачи трассерных исследований, характеристика метода;
- порядок планирования и приемки результатов трассерных исследований от подрядных организаций, анализа качества полученных материалов;
- рекомендации по интерпретации трассерных исследований, документированию отчетности и формированию баз данных с применением современного программного обеспечения.

# 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ, ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

## 1.1 Область применения

Методическое руководство является документом, обязательным для применения нефтегазодобывающими обществами ОАО «ЛУКОЙЛ» (далее – «Компании»), головным офисом и филиалами ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», подрядными организациями при проведении и анализе трассерных исследований, формировании баз данных. Действие настоящего Методического руководства распространяется на все объекты разработки нефтяных месторождений Компании.

## 1.2 Обозначения и сокращения

АРМ – автоматизированное рабочее место;

БД – база данных;

НГДО – нефтегазодобывающее общество ОАО «ЛУКОЙЛ»;

ПНП – повышение нефтеотдачи пластов;

ПО – программное обеспечение;

ТПП – территориальное производственное предприятие нефтегазодобывающего общества ОАО «ЛУКОЙЛ»;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства.

### Основные параметры

$C$  – концентрация индикатора;

$f$  – относительная фазовая проницаемость;

$J$  – число добывающих скважин;

$K$  – проницаемость пласта;

$L$  – расстояние от нагнетательной до добывающей скважины;

$M$  – масса индикатора;

$m$  – пористость пласта;

$N_j$  – число замеров концентрации индикатора на  $j$ -той скважине;

$n$  – номер порции индикатора;

$n_j$  – число порций индикатора, выделенных на  $j$ -той скважине;

$P$  – забойное давление;

$Q$  – дебит (приемистость) скважины;

$q$  – производительность каналов фильтрации;  
 $T, t$  – время;  
 $U$  – скорость движения индикатора;  
 $W$  – обводненность продукции добывающей скважины;  
 $\alpha, \beta, \gamma$  – относительные погрешности;  
 $\Delta, \delta$  – доля;  
 $\mu$  – вязкость.

### **Индексы**

$i$  – номер замера (пробы);  
 $in$  – относящийся к нагнетательной скважине;  
 $j$  – номер добывающей скважины;  
 $n$  – номер порции индикатора;  
 $w$  – относящийся к воде.

### **1.3 Определения и термины**

**Индикаторные трассерные исследования (трассерные исследования)** – это система мероприятий по трассированию фильтрационных потоков индикатором или композицией индикаторов от нагнетательных к добывающим скважинам, проводимых по специальным программам с целью определения гидродинамической связи, скоростей движения меченой жидкости и фильтрационно-емкостных свойств пласта.

**Интерпретация трассерных исследований** – это качественный и количественный анализ результатов исследований с расчетом параметров, характеризующих объект исследования и оценкой погрешностей их определения.

**ФЕС пласта** – параметры, характеризующие трассируемые зоны пласта: спектр проницаемости, объем и производительность каналов.

**Активность трассируемых зон** - доля воды, поступающая к скважине по всем каналам фильтрации от общего количества воды, добываемой скважиной.

**Метод композиции индикаторов** – индикаторные трассерные исследования с одновременной или ограниченной во времени (до 1-3 месяцев) закачкой двух или более совместимых индикаторов в различные нагнетательные скважины месторождения (участка исследований) [1].

#### **1.4 Цели трассерных исследований**

На стадии организации заводнения и ввода новых скважин – установление направления и динамики продвижения фронта заводнения по площади пласта: от вводимых под закачку нагнетательных скважин к действующим добывающим скважинам; от действующих нагнетательных скважин к вновь вводимым добывающим скважинам.

На стадии разработки заводненных пластов - установление гидродинамической связи нагнетательных и обводненных добывающих скважин, определение скоростей движения воды, фильтрационно-емкостных параметров и активности трассируемых зон пласта.

#### **1.5 Задачи трассерных исследований**

**Задача 1.** Установление гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами по фильтрационным каналам (зонам пласта) с низкими фильтрационными сопротивлениями, имеющими проницаемость выше, чем проницаемость поровых пропластков.

Работы выполняются на различных стадиях заводнения, начиная от поступления воды в добывающие скважины (при обводненности 5-15%) и до полного их обводнения.

**Задача 2.** Определение фильтрационно-емкостных параметров высоко– и среднепроницаемых зон и спектра неоднородности пласта.

Работы выполняются на различных стадиях заводнения, как и при решении задачи 1. В результате данных исследований определяются фильтрационно-емкостные параметры высоко – и среднепроницаемых трещинных зон и поровых пропластков.

**Задача 3.** Определение полного спектра фильтрационной неоднородности пласта.

Работы выполняются на стадии прогрессирующего обводнения добывающих скважин (более 30%) и до полного их обводнения. В результате исследований определяются фильтрационно-емкостные параметры трещинных зон различной проницаемости и заводненных поровых пропластков.

**Задача 4.** Контроль продвижения фронта заводнения по площади пласта.

Решение данной задачи предполагает закачку индикаторов при организации или совершенствовании системы воздействия на новых участках разрабатываемых

месторождений или при уплотнении сетки скважин, т.е. при вводе в работу новых нагнетательных или добывающих скважин. В этих случаях важно определить направления и интенсивность продвижения фронта заводнения от вновь вводимой нагнетательной скважины (скважин) или установить влияние одной или нескольких нагнетательных скважин на вводимую в эксплуатацию новую добывающую скважину (скважины).

В результате исследований устанавливают направления и динамику продвижения фронта заводнения и определяют фильтрационно-емкостные параметры пласта.

### **1.6 Метод и основные компоненты трассерных исследований**

Метод трассирования фильтрационных потоков индикаторами заключается в реализации системы мероприятий, включающих выбор участка, планирование задач и параметров исследований, промысловые работы, лабораторное обеспечение исследований, интерпретацию первичных данных и расчет ФЕС пласта, оценку качества проведения работ и достоверности определяемых параметров, документирование результатов, формирование баз данных.

#### ***Компоненты и параметры трассерных исследований***

*Планирование параметров трассерных исследований* включает определение вида и массы закачиваемого индикатора (композиции индикаторов), продолжительности контроля поступления индикатора в добывающие скважины, периодичность отбора проб.

*Промысловые работы* включают отбор фоновых проб для проверки отсутствия индикатора в продукции добывающих скважин, закачку индикатора (композиции индикаторов) в нагнетательную скважину (нагнетательные скважины), отбор проб в добывающих скважинах.

*Лабораторное обеспечение исследований*, в т.ч. построение калибровочных кривых оптических показателей стандартных растворов от концентрации индикатора (композиции индикаторов), определение наличия и концентрации индикаторов в фоновых пробах и в пробах по добывающим скважинам в период трассерных исследований.

*Интерпретация трассерных исследований* включает анализ динамики и характера выноса индикатора в добывающие скважины, выделение отдельных порция прихода индикатора, расчет скоростей их прихода и ФЕС фильтрационных каналов, оценку погрешностей определения масс порций индикатора и ФЕС пласта.

*Приемка результатов трассерных исследований* от подрядной организации включает получение Заказчиком отчета по установленной форме (см. п. 2.3.6), проверку полноты и содержания передаваемых данных о результатах трассерных исследований, оценку соответствия полученных результатов поставленным задачам, качества проведения работ и достоверности ФЕС пласта.

*Документирование и хранение результатов трассерных исследований* включает анализ результатов, формирование текущих и корпоративных интегрированных баз данных, администрирование корпоративных интегрированных баз данных.

## 2 ПЛАНИРОВАНИЕ, ПРИЕМКА И ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

### 2.1 Общие положения

2.1.1 Работы по трассированию фильтрационных потоков индикаторами относятся к категории специальных высокоинформативных исследований и, подлежат планированию, приемке, документированию, анализу и формированию в базы данных силами ТПП и ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» для решения следующих задач:

- получение информации для контроля и регулирования разработки месторождений;
- сопровождение трассерными исследованиями программ промышленных и опытно-промышленных работ по технологиям ПНП;
- получение необходимой дополнительной информации для подготовки проектных документов и гидродинамических моделей.

2.1.2 Объемы трассерных исследований включаются составной частью в годовую промышленную программу ТПП по контролю разработки и уточняются поквартально.

2.1.3 Участниками организации, выполнения работ, приемки результатов и документирования отчетности, контроля качества проведения и интерпретации трассерных исследований, формирования баз данных, управленческого контроля бизнес процесса «Исследования скважин и пластов» являются:

- ТПП в лице отделов разработки или других подразделений, осуществляющих планирование и приемку результатов промысловых исследований;
- подрядные организации, выполняющие трассерные исследования на договорной основе;
- ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в лице соответствующих подразделений головного офиса и филиалов «КогалымНИПИнефть», «ПечорНИПИнефть», «ПермНИПИнефть», «ВолгоградНИПИморнефть»;
- ООО «ЛУКОЙЛ-Информ» в лице головного офиса и филиалов в регионах деятельности Компании;
- головной офис ОАО «ЛУКОЙЛ» в лице Департамента технологий разработки месторождений.

## **2.2 Задачи и функции участников работ**

### **2.2.1 Заказчик (ТПП):**

- формирует годовую и квартальные промышленные программы трассерных исследований по объектам разработки месторождений на основе предложений ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»;
- проводит выбор Подрядчика (Подрядчиков) для выполнения трассерных исследований;
- выдает Подрядчику задание (Приложение А) в форме заявки на проведение трассерных исследований с предоставлением необходимых данных об объекте (Приложение Б);
- осуществляет приемку от Подрядчика отчета о результатах исследований (см. п. 2.3.6);
- направляет в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» результаты трассерных исследований за отчетный период;
- использует результаты трассерных исследований для контроля и регулирования разработки месторождений.

2.2.2 Подрядчик в рамках заключенного договора на выполнение исследований и согласно полученного задания проводит исследовательские работы, выполняет интерпретацию и передает Заказчику отчет по установленной форме (см. п. 2.3.6), а также базу данных выполненных трассерных исследований в формате ПО «Мониторинг ТРАСС» 2.0 и выше (при наличии данных требований в договоре на проведение работ).

2.2.3 ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (головной офис и территориальные филиалы) на договорной основе проводит следующие работы:

- разрабатывает и направляет в НГДО (ТПП) предложения по объемам трассерных исследований по объектам разработки и участкам залежей для формирования годовой и квартальных промышленных программ работ;
- определяет задачи и планирует параметры трассерных исследований (п.п. 1.5 и 1.6 Методического руководства) для решения комплекса задач контроля за разработкой месторождений, выбора перспективных участков и анализа эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов;
- выполняет экспертизу методического и лабораторного обеспечения Подрядчика;

- осуществляет анализ и детальную переинтерпретацию результатов трассерных исследований, составляет отчетные документы и заключения о качестве выполненных исследований и достоверности ФЕС пластов, направляет заключения Заказчику;
- формирует текущие интегрированные базы данных трассерных исследований за отчетный период и направляет Заказчику для использования в работе и в ООО «ЛУКОЙЛ-Информ» для формирования интегрированных баз данных по месторождениям, ТПП и НГДО Компании;
- использует результаты трассерных исследований для планирования и анализа эффективности реализуемых систем заводнения и методов ПНП, подготовки рекомендаций по регулированию разработки месторождений, а также использует при составлении проектных документов и построении гидродинамических моделей.

2.2.4 ООО «ЛУКОЙЛ-Информ» на договорной основе осуществляет формирование и администрирование интегрированных баз данных трассерных исследований по месторождениям, ТПП, НГДО и корпоративной базы данных, а также использует интегрированные базы данных для формирования производных баз данных ФЕС пластов по объектам разработки месторождений.

2.2.5 Головной офис ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет контроль работы подразделений НГДО, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», ООО «ЛУКОЙЛ-Информ», участвующих в планировании, приемке, документировании отчетности, контроле качества проведения и интерпретации исследований, формировании баз данных.

### **2.3 Порядок планирования работ, приемки и документирования результатов трассерных исследований**

2.3.1 Порядок планирования работ, приемки и документирования трассерных исследований включает:

- выдачу Заказчиком Подрядчику технического задания с указанием задач и параметров исследований по участкам (приложение к договору на производство работ) по форме *заявки на проведение трассерных исследований* по каждому участку по единой табличной форме (Приложение А);
- приемку Заказчиком от Подрядчика результатов с оценкой качества выполнения

работ и достоверности результатов интерпретации.

2.3.2 В процессе приемки результатов исследований Заказчик осуществляет контроль полноты предоставляемой отчетной информации, соответствия полученных результатов поставленным задачам, оценивает качество проведения исследований и достоверности полученных результатов.

2.3.3 Качество проведенных трассерных исследований оценивается по следующим показателям:

- решение поставленных задач;
- наличие и соответствие поставленным задачам аппаратных средств (разрешающей способности и своевременной поверки приборов для определения индикаторов);
- наличие технических и технологических недостатков при проведении работ;
- качество (соответствие рекомендуемой методике) и полнота интерпретации;
- полнота и соответствие передаваемых материалов установленным формам.

2.3.4. Применяются следующие критерии качества выполнения работ.

2.3.4.1. **Полностью удовлетворительное**, при котором должны выполняться все из перечисленных требований:

- все поставленные задачи решены как по основным целевым показателям, так и по перечню определяемых параметров пласта (в соответствии с методикой интерпретации исследований, раздел 3 Методического руководства);
- объем и содержание отчетной информации соответствует установленным требованиям;
- отсутствуют существенные недостатки проведения исследований, связанные с малой продолжительностью наблюдений за выносом индикатора, большими перерывами в отборе проб (более 3 суток), отсутствуют или отмечается незначительное число проб в добывающих скважинах с малой концентрацией индикатора - на уровне, близком к нижнему пределу разрешающей способности лабораторных приборов (показатель, указывающий на недостаточную массу закачанного в нагнетательную скважину индикатора и низкую чувствительностью лабораторных приборов).

2.3.4.2. **Не полностью удовлетворительное**, при котором отмечаются проблемы по одному или нескольким показателям при обязательном условии соответствия

объема и содержания отчетной информации установленным требованиям:

- часть задач не решена по целевым показателям или по перечню определяемых параметров пласта;

- имеются единичные недостатки проведения исследований, в т.ч. по отдельным добывающим скважинам имеются единичные перерывы в отборе проб более 3 суток или по отдельным скважинам отбор проб сокращен по сравнению с планируемым, отмечается значительное количество проб с индикатором (до 50%) с малой его концентрацией - на уровне близком к нижнему пределу чувствительности лабораторных приборов.

2.3.4.3. *Неудовлетворительное*, при котором имеют место проблемы по одному или нескольким показателям:

- основные поставленные задачи не решены;

- объем и содержание отчетной информации не соответствует установленным требованиям;

- отмечаются систематические недостатки проведения исследований, в т.ч. перерывы в отборе проб более 3 суток, сокращение продолжительности отбора проб по сравнению с планируемой, по абсолютному большинству проб с индикатором (более 50%) концентрация последнего находится на уровне, близком к нижнему пределу чувствительности лабораторных приборов.

2.3.5 Достоверность полученных результатов оценивается путем оценки погрешностей расчета масс индикаторов в добывающих скважинах и определения ФЕС пласта – погрешностей из-за разброса значений (недостаточной частоты отбора проб), наличия длительных перерыв (более 3 суток) в отборе проб, недостаточной массы закачанного индикатора или низкой чувствительности приборов для регистрации индикатора. Итоговая погрешность определения ФЕС пласта (объемов и производительности фильтрационных каналов), а также доля воды, поступающая к скважине по всем каналам фильтрации от общего количества воды, добываемой скважиной по каждой исследованной добывающей скважине определяется по максимальному значению погрешности для любого из показателей (большой разброс значений концентрации индикатора, длительные перерывы между пробами, недостаточная масса закачанного индикатора или низкая чувствительность приборов).

Применяются следующие критерии достоверности определения параметров пласта: достоверные (погрешности менее 50%), оценочные (погрешности от 50 до 100%) и недостоверные (погрешности более 100%).

2.3.6 Документирование отчетности включает в себя передачу Подрядчиком Заказчику *отчета по установленной форме о результатах трассерных исследований*, включающего описательную часть, табличные и графические формы отчетности (см. Приложение В) и заключение по результатам исследований по каждому участку, рекомендации по совершенствованию системы разработки по результатам трассерных исследований (при наличии соответствующих требований в техническом задании на выполнение работ) в бумажном и электронном виде.

2.3.7. Оценка качества работ и достоверности ФЕС пласта проводится Заказчиком в процессе приемки результатов. В случае несоответствия полученных результатов поставленным задачам или отклонениям от плановых показателей исследований (недостаточная масса закачиваемого индикатора, сокращение продолжительности исследований и частоты отбора проб), а также при получении низкой достоверности ФЕС пласта Заказчик вправе применить санкции к Подрядчику или отказать в приемке результатов. Данные требования должны быть отражены в техническом задании на проведение работ.

## **2.4 Анализ, переинтерпретация и хранение результатов трассерных исследований**

2.4.1 Данный этап работ включает:

- анализ и при необходимости переинтерпретацию текущих трассерных исследований (переинтерпретация текущих трассерных исследований выполняется в тех случаях, когда Подрядчик не передает Заказчику базу данных в формате ПО «Мониторинг ТРАСС» 2.0 и выше или результаты интерпретации в ПО «Мониторинг ТРАСС» вызывают сомнение, в т.ч. при недостоверных результатах интерпретации);
- выдачу заключения о качестве первичной интерпретации Подрядчиков и достоверности ФЕС пласта;
- ретроспективную переинтерпретацию ранее выполненных исследований;
- формирование текущих интегрированных баз данных за отчетный период;

- формирование корпоративных баз данных трассерных исследований по месторождениям, территориальным производственным предприятиям и нефтегазодобывающим обществам с целью их использования при контроле разработки месторождений, планировании и оценке эффективности реализуемых технологий ПНП, подготовке проектных документов и гидродинамических моделей по месторождениям ОАО «ЛУКОЙЛ».

2.4.2 Анализ, документирование и хранение результатов трассерных исследований выполняется ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и ООО «ЛУКОЙЛ-Информ» и включает несколько этапов.

2.4.2.1 На первом этапе ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (головной офис и филиалы) на договорной основе осуществляет сбор результатов исследований, поступивших из соответствующих ТПП, выполняет детальный анализ и переинтерпретацию результатов с определением полного комплекса параметров, подготавливает и ежеквартально направляет в ТПП заключения о качестве проведения исследований и достоверности ФЕС пласта. Периодичность и срок направления результатов: ежеквартально до 28 числа последнего месяца в отчетном квартале, следующего за предыдущим кварталом поступления информации от ТПП.

2.4.2.2 На втором этапе ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (головной офис и филиалы) направляет текущие интегрированные базы данных трассерных исследований в формате ПО «Мониторинг ТРАСС» 2.0 по материалам, представленным ТПП за предыдущий период, в ООО «ЛУКОЙЛ-Информ» для формирования корпоративных интегрированных баз данных по месторождениям, ТПП и НГДО Компании.

2.4.2.3 На третьем этапе ООО «ЛУКОЙЛ-Информ» выполняет формирование и пополнение корпоративных интегрированных баз данных трассерных исследований материалами текущих интегрированных баз данных и материалами ретроспективных переинтерпретаций, а также обеспечивает администрирование и доступ пользователей – ТПП, НГДО, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» и подразделений ОАО «ЛУКОЙЛ» к корпоративным интегрированным базам данных по месторождениям, ТПП и НГДО Компании. Интегрированные базы данных трассерных исследований служат для подготовки и администрирования производных баз данных ФЕС пластов для использования соответствующими

геологическими и технологическими службами организаций Группы «ЛУКОЙЛ».

2.4.3 Итогом работ по анализу, переинтерпретации результатов, формированию баз данных являются:

- *текущая интегрированная база данных трассерных исследований* – база данных, включающая сведения об объекте и участке проведения исследований, вид и объем закачанного индикатора, исходные данные по определению концентрации индикаторов другие сведения, используемые для интерпретации исследований и определения ФЕС пласта, результаты интерпретации. БД формируется в процессе первичной интерпретации или переинтерпретации трассерных исследований и позволяет в оперативном режиме осуществлять контроль качества исследований и достоверности результатов интерпретации;

- *корпоративная интегрированная база данных трассерных исследований* – база данных по месторождениям Компании, формируемая путем присоединения текущих интегрированных баз данных трассерных исследований.

## **2.5 Формы планирования и отчетности о результатах трассерных исследований**

2.5.1 Целью применения единых форм планирования и отчетности о результатах трассерных исследования является обеспечение единых требований по приемке, отчетности и документированию результатов, сбору и хранению полного объема отчетной информации, формированию интегрированных текущих и корпоративных баз данных по месторождениям, ТПП и НГДО Компании.

2.5.2 Задачи применения единых форм планирования и отчетности:

- внедрение единых требований к структуре и форматам отчетной информации и баз данных трассерных исследований;
- применение к подрядным организациям требований по предоставлению промежуточных результатов и окончательных отчетов о трассерных исследованиях по единым типовым формам;
- организация и ведение в НГДО Компании, ТПП и ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» электронного документооборота и баз данных трассерных исследований для обеспечения контроля качества исследований, выполняемых подрядными организациями, повышения достоверности определения ФЕС пласта, сохранности

и оперативного использования результатов для контроля и регулирования разработки месторождений.

2.5.3 Формой планирования является задание на проведение трассерных исследований.

*Задание на проведение трассерных исследований* включает в себя общие сведения об участке проведения исследований и перечень задач и параметров исследования (Приложение А).

2.5.4 Формы отчетности о результатах трассерных исследований включают табличные и графические формы (Приложение В).

*Табличные формы отчета о результатах трассерных исследований* включают в себя:

- Форма 1. Объёмы трассирования фильтрационных потоков (Таблица В.1);
- Форма 2. Данные о работе нагнетательной скважины (Таблица В.2);
- Форма 3. Данные о работе реагирующих добывающих скважин (Таблица В.3);
- Форма 4. Данные замеров концентрации индикатора (Таблица В.4);
- Форма 5. Данные поступления порций индикатора (Таблица В.5);
- Форма 6. Результаты интерпретации по реагирующим скважинам участка (Таблица В.6);
- Форма 7. Геолого-физические свойства коллекторов в зоне влияния нагнетательной скважины участка (Таблица В.7);

*Графические формы отчета о результатах трассерных исследований* (графики и диаграммы) имеют целью показать эти результаты в наглядной форме, удобной для восприятия результатов в целом и их качественного анализа. Графические формы отчета включают в себя:

- Форма 8. Карта участка (см. рисунок В.1);
- Форма 9. График поступления индикатора в реагирующую добывающую скважину (см. рисунок В.2);
- Форма 10. График проницаемостей реагирующей скважины (см. рисунок В.3);
- Форма 11. Диаграмма распределения производительности каналов фильтрации по диапазонам проницаемости (см. рисунок В.4);
- Форма 12. Диаграмма распределения объёмов каналов фильтрации по диапазонам проницаемости (см. рисунок В.5);

- Форма 13. Скорости перемещения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины (см. рисунок В.6);
- Форма 14. Распределение фильтрационных потоков от нагнетательной скважины (см. рисунок В.7);
- Форма 15. Производительности каналов скважин участка (см. рисунок В.8);
- Форма 16. Объёмы фильтрационных каналов скважин участка (см. рисунок В.9);
- Форма 17. Доли влияния каналов скважин участка или активность трассируемых зон (см. рисунок В.10);
- Форма 18. Максимальные скорости первых порций индикатора скважин участка (см. рисунок В.11);
- Форма 19. Скорости основной порции индикатора скважин участка (см. рисунок В.12).

## **2.6 Программное обеспечение для приемки, документирования отчетности, интерпретации исследований, формирования баз данных**

2.6.1 Процесс анализа и интерпретации трассерных исследований является трудоемким, предусматривает обработку большого массива данных, требует применения современного программного обеспечения.

2.6.2 Для обеспечения современного уровня работ в области трассерных исследований в организациях Группы «ЛУКОЙЛ» применяется программное обеспечение «Мониторинг ТРАСС» 2.0 и выше, в котором объединяются несколько функций: анализ и интерпретация исследований; подготовка отчета по единой форме в соответствии с корпоративными требованиями; формирование и работа с интегрированными базами данных.

2.6.3 ПО «Мониторинг ТРАСС» 2.0 и выше применяется для решения следующих задач:

- интерпретация Подрядчиком трассерных исследований, подготовка отчетных табличных и графических форм в установленном формате в соответствии с Приложением В и передача от Подрядчика Заказчику базы данных выполненных трассерных исследований в формате ПО «Мониторинг ТРАСС» 2.0 и выше (при включении данных требований в договор на проведение работ и наличии у Подрядчика программного обеспечения);

- оценка качества проведения и интерпретации исследований, оценка достоверности ФЕС пласта;
- анализ и переинтерпретация результатов, формирование и работа с текущими и корпоративными интегрированными базами данных трассерных исследований.

2.6.4 Применение ПО «Мониторинг ТРАСС» 2.0 и выше позволяет организовать в Компании единый непрерывный процесс приемки от Подрядчиков результатов исследований и электронный документооборот, документирование и хранения исходных данных и результатов исследований, обеспечивает возможность сохранности и высокого качества гидродинамической информации, способствует исключению дублирования работ по сбору и обработке результатов.

### 3 МЕТОДИКА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Основные принципы методики интерпретации трассерных исследований изложены в РД 39-3-1291-85 [1-3]. Представленная усовершенствованная методика дополнена следующими положениями:

- выделение границы, которая разделяет выявленные в результате трассерных исследований фильтрационные каналы, на трещинные (единичные трещины и системы трещин) и поровые [4];
- применение различных расчетных формул для определения ФЕС пласта отдельно для трещинных каналов и поровых пропластков [4];
- определение погрешностей расчета масс индикаторов и ФЕС пласта.

Кроме того, в представленной методике детализированы формулы расчета масс порций индикатора.

Результаты трассерных исследований по отдельному участку представляют собой данные замера в добывающих скважинах участка концентрации индикатора. По данным замера концентраций строятся графики зависимости концентрации от времени  $C(t)$ . По графикам выделяются отдельные порции вынесенного индикатора и, затем вычисляются массы этих порций. Считается, что отдельные порции индикаторы прошли путь от нагнетательной до добывающей скважины по отдельным фильтрационным каналам или системе каналов. Далее на основе анализа данных о порциях вынесенного индикатора (масса порций, время прихода и период выноса) и данных о расположении скважин вычисляются геолого-физические свойства коллектора – производительность и объем фильтрационных каналов, доли влияния фильтрационных каналов на обводненность продукции добывающих скважин и др.

#### 3.1 Исходные данные, используемые в расчете

1. Расстояния от нагнетательной до добывающих скважин  $L_j, j=1,2,\dots,J$ , где  $J$  – число добывающих скважин.
2. Масса закачанного индикатора  $M_{in}$ .
3. Астрономическое время (с учетом даты) закачки  $T_{in}$ .
4. Чувствительность приборов для замера концентрации индикатора  $C_{min}$ .

5. Средние за период исследования забойные давления нагнетательной скважины  $P_{in}$  и добывающих скважин  $P_j$ .
6. Средняя за период исследования приемистость нагнетательной скважины  $Q_{in}$ .
7. Средняя пористость коллектора по ГИС  $m$ .
8. Максимальная абсолютная проницаемость поровой части коллектора по ГДИС  $K_{max}$ .
9. Средняя для участка исследования относительная фазовая проницаемость по воде  $f_w$ .
10. Вязкость воды в пластовых условиях  $\mu_w$ .
11. История работы добывающих скважин (Приложение Б) за период от начала закачки до конца исследования (год и месяц работы, дебит по жидкости, обводненность, число дней работы).
12. Результаты замеров концентрации индикатора.

Результаты замеров концентрации индикатора для каждой  $j$ -той добывающей скважины представляют собой набор значений  $C_1, C_2, \dots, C_{N_j}$  в моменты времени (с учетом даты)  $T_1, T_2, \dots, T_{N_j}$  соответственно, где  $N_j$  – число замеров по скважине  $j$ . Если одновременно с замерами концентрации выполняется замер дебита скважины по жидкости и обводненность, то эти данные  $Q_1, Q_2, \dots, Q_{N_j}$  и  $W_1, W_2, \dots, W_{N_j}$  также используются в расчетах при интерпретации результатов исследований, если такие данные отсутствуют, то используются данные о работе скважин из месячных эксплуатационных рапортов.

### 3.2 Порядок и процедура интерпретации

Для каждой добывающей скважины выполняются следующие расчеты.

3.2.1 Значения астрономического времени замеров концентрации  $T_1, T_2, \dots, T_{N_j}$  пересчитываются в относительные времена замера концентраций с учетом времени закачки индикатора:

$$t_i = T_i - T_{in}, i = 1, 2, \dots, N_j. \quad (1)$$

Кроме того, если в промежутке времени от  $T_{in}$  до  $T_i$  скважина простаивала суммарный период времени  $\Delta T_i$ , то время простоя также необходимо учесть, положив

$$t_i = T_i - T_{in} - \Delta T_i, i = 1, 2, \dots, Nj. \quad (2)$$

3.2.2 Строится график зависимости концентрации поступившего индикатора от времени  $C(t)$  путем соединения точек  $(C_i, t_i)$  отрезками прямых линий (см. пример на рис. 3.1). Далее, на графике визуально выделяются отдельные порции прихода индикатора. Рекомендуется в качестве граничных точек порции выделять точки с минимальной или нулевой концентрацией индикатора. Определяются относительные времена начала и конца прихода каждой  $n$ -ой порции индикатора  $t_{1(n)}$  и  $t_{2(n)}$ . При этом время конца каждой порции будет являться временем начала следующей порции (включая порции с нулевой концентрацией), т.е.  $t_{2(n)} = t_{1(n+1)}$ . Промежутки с нулевой концентрацией необходимо выделять отдельно для последующей оценки точности расчетов ФЕС пласта.

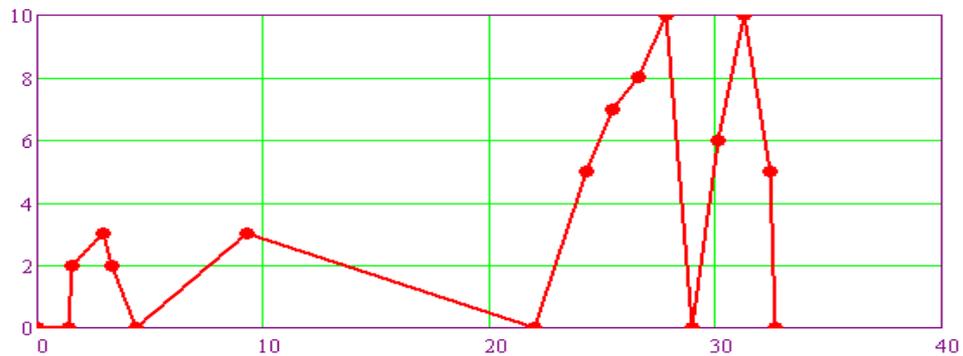


Рисунок 3.1 - График замера концентраций

3.2.3 Вычисляются массы  $M_n$  отдельных порций индикатора по формуле

$$M_n = \frac{1}{2} \sum_{i=i1(n)}^{i1(n+1)} (C_{i-1} \cdot Q_{w,i-1} + C_i \cdot Q_{w,i}) \cdot (t_i - t_{i-1}), n = 1, 2, \dots, nj, \quad (3)$$

где  $Q_{w,i} = Q_i \cdot W_i$  – объемный дебит скважины по воде в момент замера концентрации  $t_i$ ,  $i1(n)$  – номер первой точки графика для  $n$ -той порции, а  $nj$  – общее число выделенных порций поступления индикатора для  $j$ -той скважины.

Также вычисляется суммарная масса вынесенного индикатора для каждой скважины:

$$M_j = \sum_{n=1}^{nj} M_n . \quad (4)$$

3.2.4 Вычисляется время выноса порций индикатора

$$\Delta t_n = t_{n+1} - t_n , \quad (5)$$

и среднее время прихода порций

$$\bar{t}_n = t_n + 0.5\Delta t_n . \quad (6)$$

3.2.5 Рассчитывается средняя скорость движения порций индикатора от нагнетательной до добывающей скважины

$$U_n = \frac{L_j}{\bar{t}_n} . \quad (7)$$

3.2.6 Вычисляется производительность каждого канала фильтрации

$$q_n = Q_{in} \frac{M_n}{M_{in}} , \quad (8)$$

и суммарная производительность каналов скважины

$$q_j = \sum_{n=1}^{nj} q_n . \quad (9)$$

3.2.7 Рассчитываются эффективные объемы фильтрационных каналов

$$V_n = q_n \bar{t}_n , \quad (10)$$

и суммарный объем фильтрационных каналов для скважины в целом

$$V_j = \sum_{n=1}^{nj} V_n . \quad (11)$$

3.2.8 Оценивается максимальная скорость продвижения индикатора по поровой части коллектора к добывающей скважине в соответствии с формулой

$$U_{max,j} = \frac{\Delta P_j \cdot K_{max} f_w}{m \mu_w L_j} , \quad (12)$$

где  $\Delta P_j = P_{in} - P_j$  - разница между забойными давлениями нагнетательной и добывающей скважиной.

Порции индикатора, скорость прихода которых выше, чем  $U_{max,j}$ , считаются пришедшими по трещинным каналам, напрямую соединяющим нагнетательную и добывающую скважины, а порции, скорость прихода которых ниже, чем  $U_{max,j}$ , считаются пришедшими по поровой части коллектора.

3.2.9 Проницаемость трещинных каналов фильтрации рассчитывается по формуле:

$$k_n = \frac{\mu_w \cdot L_j^2}{\bar{t}_n \cdot \Delta P_j} \quad (13)$$

3.2.10 Проницаемость поровых каналов фильтрации рассчитывается по формуле:

$$k_n = \frac{m \cdot \mu_w \cdot L_j^2}{\bar{t}_n \cdot \Delta P_j \cdot f_w} \quad (14)$$

3.2.11 Доля вынесенной массы индикатора  $n$ -го фильтрационного канала по отношению к суммарному выносу индикатора в скважину вычисляется по формуле

$$\Delta_{n,j} = \frac{M_n}{M_j} \quad (15)$$

3.2.12 Доля воды, поступающая к скважине по  $n$ -му каналу фильтрации от общего количества воды, добываемой скважиной

$$\delta 1_{n,j} = \frac{q_n}{Q_{w,j}} = \frac{M_n}{M_{in}} \frac{Q_{in}}{Q_{w,j}} \quad (16)$$

3.2.13 Доля всего вынесенного в каждую скважину индикатора по отношению ко всему закачанному индикатору вычисляется как

$$\delta_j = \frac{M_j}{M_{in}} \quad (17)$$

3.2.14 Доля воды, поступающая к скважине по всем каналам фильтрации от общего количества воды, добываемой скважиной

$$\delta 1_j = \frac{q_j}{Q_{w,j}} = \frac{M_j}{M_{in}} \frac{Q_{in}}{Q_{w,j}} = \delta_j \frac{Q_{in}}{Q_{w,j}} \quad (18)$$

### 3.2.15 Доля фильтрационного потока по направлению к скважине

$$\delta 2_j = \frac{M_j}{M_{out}}, \quad (19)$$

где  $M_{out} = \sum_j M_j$  - суммарная масса вынесенного индикатора по всем реагирующим скважинам.

Для оценки общей картины процессов фильтрации на участке влияния нагнетательной скважины в отчете для каждой добывающей скважины указываются количество фильтрационных каналов, минимальные и максимальные скорости фильтрации, минимальные и максимальные проницаемости каналов фильтрации.

### 3.3 Оценка погрешностей расчета геолого-физических параметров

Приближенный характер приведенных выше интерпретационных формул подразумевает, что расчет геолого-физических параметров выполняется с некоторой точностью. Погрешности в расчетах, связанные с криволинейностью путей трассирования индикатора и нелинейностью градиента давления оценить не представляется возможным. Погрешности, связанные с дискретным характером замеров концентрации и ограниченной точностью регистрационных приборов могут быть оценены. Данные оценки реализованы в ПО «Мониторинг ТРАСС» 2.0.

Так, относительная погрешность расчета отдельной массы индикатора, связанная с разбросом значений концентрации (недостаточной частотой замеров) можно оценить по формуле:

$$\alpha_n \approx \frac{\sqrt{\sum_{i=il(n)}^{il(n+1)} \left( \frac{2(C_i - C_{i-1})}{C_i + C_{i-1}} \right)^2}}{(il(n+1) - il(n) + 1)}. \quad (20)$$

Относительная погрешность расчета массы порции индикатора, связанная с ограниченной точностью регистрирующих приборов рассчитывается по формуле

$$\alpha_{1_n} \approx \sqrt{\frac{\sum_{i=i_1(n)}^{i_1(n+1)} \left( \frac{C_{\min}}{C_i} \right)^2}{(i_1(n+1) - i_1(n) + 1)(i_1(n+1) - i_1(n))}} \quad (21)$$

Относительная погрешность расчета суммарной массы вынесенного в скважину индикатора рассчитывается как

$$\alpha_j \approx \frac{\sqrt{\sum_{i=2}^{N_j} \left( \frac{2(C_i - C_{i-1})}{C_i + C_{i-1}} \right)^2}}{N_j} \quad (22)$$

Оценку погрешности расчета суммарной массы вынесенного в скважину индикатора из-за низкой чувствительности приборов для регистрации концентрации поступающего индикатора рекомендуется выполнять по формуле

$$\gamma_j \approx 0.25 \cdot \frac{C_{\min} Q_{w,j} \sum_{C < C_{\min}} \Delta t}{M_{out}} \quad (23)$$

где  $Q_{w,j}$  - средний за период исследования дебит по воде добывающей скважины,  $\sum \Delta t_{C < C_{\min}}$  суммарное время исследования, в течение которого в замерах фиксировалось нулевое (при данной чувствительности прибора) значение концентрации,  $C_{\min}$  - минимальная чувствительность прибора.

Отметим, что относительная погрешность расчета массы индикатора из-за разброса значений концентрации разнонаправлена, т.е. более точное значение массы порции вынесенного индикатора может быть как больше, так и меньше рассчитанного по формуле (3), в то время как ошибки, связанные с длительным отсутствием замеров и низкой чувствительностью регистрирующих приборов показывают уровень «неучтенной» массы вынесенного индикатора.

Наличие интервалов времени, в течение которых отсутствовали замеры концентрации, уменьшает точность определения суммарной массы выноса индикатора. Относительная погрешность расчета массы вынесенного в скважину

индикатора из-за «потери» массы поступившего индикатора в течение интервалов отсутствия замеров можно оценить по формуле

$$\beta_j \approx \frac{\sum_k \Delta t_k^{not}}{T}, \quad (24)$$

где  $T$  - общая длительность исследования, а  $\sum_k \Delta t_k^{not}$  - суммарная длительность интервалов времени, в течение которых отсутствовали замеры концентрации.

Рекомендуется учитывать только интервалы с отсутствием замеров, превышающие 3 суток.

Погрешности расчетов производительности и объемов фильтрационных каналов, а также долей влияния на обводненность добывающих скважин определяются погрешностями расчета масс индикатора.

## 4 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПЛАНИРОВАНИЮ ПАРАМЕТРОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

### 4.1 Выбор массы закачиваемого индикатора

Масса закачиваемого индикатора определяется чувствительностью прибора для измерения его концентрации индикатора, адсорбцией на компонентах пластовой системы, степенью его разбавления в пласте и стволе добывающих скважин. Поскольку основное снижение концентрации индикатора происходит при разбавлении в процессе движения по пласту от нагнетательной к добывающим скважинам, фактическое его разбавление зависит, в основном, от объема трассируемого коллектора. Согласно [1-3] массовое количество индикатора  $M_0$ , необходимое для закачки в пласт определяется по формуле

$$M_0 = 12.56 \cdot m K_B h L \sqrt{LA} \cdot C_{\min}, \quad (25)$$

где  $m$  - пористость,  $K_B$  - коэффициент вытеснения нефти водой (доли единиц),  $A$  - постоянная, характеризующая интенсивность разбавления меченой жидкости при ее движении в горных породах, имеет размерность длины (в расчетах принимается равной 2 мм),  $h$  - толщина пласта, м,  $L$  - расстояние от нагнетательной до наиболее удаленной контрольной добывающей скважины, м,  $C_{\min}$  - минимальное значение концентрации индикатора в воде, которое четко фиксируется применяемым методом регистрации и аппаратурой, кг/м<sup>3</sup>,  $M_0$  имеет размерность кг.

Отметим, что оценка необходимой массы индикатора по формуле (25) не в полной мере учитывает значительное его разбавление в пласте. Более обоснованную оценку необходимой массы индикатора для решения Задачи 1 рекомендуется выполнять по формуле, предложенной ранее (Курочкин В.И., Санников В.А):

$$M_0 = 8mhL^2 \cdot C_{\min}. \quad (26)$$

Обычно оценка по формуле (26) на два-три порядка больше оценки по формуле (25). При наличии выполненных трассерных исследований по исследуемому или аналогичным объектам рекомендуется планировать

необходимую массу закачки индикатора с учетом анализа предыдущих исследований и чувствительности регистрирующей аппаратуры.

Для решения задач 2-4 трассерных исследований рекомендуется массу индикатора по формуле (26) требуется увеличить на один порядок. При наличии по исследуемому участку залежи геолого-гидродинамической модели, оценку необходимой массы индикатора для решения данных задач рекомендуется проводить с применением гидродинамического моделирования.

#### 4.2 Длительность исследования и частота отбора проб

При решении Задачи 1 предполагается проведение достаточно кратковременных исследований по контролю за выносом индикатора (индикаторов), как правило, ограниченных 3-6 месяцами наблюдений. Продолжительность исследований для решения Задачи 1 по конкретному участку оценивается по формуле:

$$t \approx \frac{m \mu_w L^2}{\Delta P \cdot K_{max}}, \quad (27)$$

где  $\Delta P$  - средняя разница между забойными давлениями нагнетательной и добывающей скважинами,  $\mu_w$  - вязкость воды в пластовых условиях,  $K_{max}$  - максимальная проницаемость поровых пропластков, определенная по данным ГИС с нормировкой на данные проницаемости по ГДИС.

Решение Задачи 2 предусматривает проведение достаточно длительных исследований в течение 6-12 месяцев.

При решении Задачи 3 продолжительность контроля за выносом индикатора (индикаторов) составляет от 1 до 3 лет.

При решении Задачи 4 продолжительность контроля за выносом индикатора (индикаторов) может составлять от 1-3 лет и более. В результате исследований устанавливают направления и динамику продвижения фронта заводнения и определяют фильтрационно-емкостные свойства пласта.

При наличии по исследуемому участку залежи геолого-гидродинамической модели, оценку продолжительности исследований по задачам 2, 3 и 4 рекомендуется проводить с применением гидродинамического моделирования.

Рекомендуемая частота отбора проб в первые 3 суток после закачки индикатора составляет 2-4 раза в сутки, далее в первые 3 месяца – не менее 1 раз в сутки. При длительном исследовании (от трех месяцев до нескольких лет) через 3 месяца после закачки индикатора можно увеличить интервал между замерами, но не реже чем 2-3 раза в неделю.

## 5 РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИНТЕРПРЕТАЦИИ И ДОКУМЕНТИРОВАНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Интерпретация результатов трассерных исследований выполняется в соответствии с усовершенствованной методикой расчета фильтрационно-емкостных параметров заводненных пластов и с использованием ПО «Мониторинг ТРАСС» 2.0. и выше. Источником данных для интерпретации является Задание на проведение трассерных исследований (Приложение А), необходимые данные для интерпретации (Приложение Б) и данные, входящие в первые четыре табличные формы отчетности по проведению исследований (Приложение В):

Форма 1 - объемы трассирования фильтрационных потоков;

Форма 2 - данные о работе нагнетательной скважины;

Форма 3 - данные о работе реагирующих добывающих скважин;

Форма 4 - данные замеров концентрации индикатора в добывающих скважинах.

Процедура интерпретации включает следующие этапы.

**Этап 1.** Построение графиков (см. рисунок В.2 в форме 9 Приложения В) поступления индикатора в координатах концентрация-время от начала закачки и выделение отдельных порций. Определение времени начала поступления каждой порции, периода ее поступления и среднего времени прихода (по формулам (1,2,4,5), расчет массы порций по формуле (3) и накопленной массы выноса индикатора по формуле 4. Производится разграничение порций индикатора на пришедшие по высокопроницаемым трещинным каналам и по поровым пропласткам. Разграничение производится с учетом формы графика выноса индикатора (в виде отдельных пиков или в виде сплошного фронта) и величины максимальной скорости прихода индикатора по поровой составляющей пласта (формула 12). Выполняется оценка уровня погрешности расчета масс порций индикатора из-за недостаточной частоты отбора проб (формула 20) и суммарной массы вынесенного индикатора по скважине (формула 22), из-за ограниченной точности регистрирующих приборов (формула 21) и из-за наличия значительных интервалов времени, в течение которых индикатор не отбирался (формула 23). Полученные результаты заносятся в форму 5, Таблица В.5а.

**Этап 2.** Для каждой порции индикатора выполняется расчет средней скорости прихода (формула 7), производительность канала фильтрации (формула 8), эффективный объем канала (формула 10), эффективная проницаемость (формулы 13 или 14 в зависимости от типа емкости – трещинный или поровый канал), доля вынесенного индикатора для каждого канала фильтрации по отношению к суммарному выносу индикатора в скважину (формула 15) и доля воды, поступающей по каналу фильтрации от общего объема воды, добываемой скважиной (формула 16), доля всего вынесенного индикатора в каждую скважину по отношению к массе закаченного индикатора (формула 17), доля воды, поступающая в скважину по всем каналам фильтрации по отношению к общему количеству воды, добываемой скважиной и доля фильтрационного потока по направлению к скважине по формуле 19. Результаты расчетов оформляются в виде формы 6.

**Этап 3.** Заполняется форма 7 с результатами геолого-физических свойств коллектора в зоне влияния нагнетательной скважины с указанием для каждой добывающей скважины периода отбора проб, количества фильтрационных каналов, минимальной и максимальной скорости прихода индикатора, массы вынесенного индикатора, суммарного эффективного объема трубок тока, максимальной и минимальной проницаемости трубок тока, суммарного дебита воды, поступающего по трубкам тока, доли воды, поступающей по трубкам тока от общего объема воды, добываемого скважиной.

**Этап 4.** Строятся графики и диаграммы, характеризующие фильтрационные процессы в зоне влияния нагнетательной скважины. Выводится карта участка (форма 8). Для каждой добывающей скважины строятся диаграммы проницаемостей по форме 10, диаграмма распределения производительности каналов фильтрации по диапазонам проницаемости по форме 11, диаграмма распределения объемов каналов фильтрации по диапазонам проницаемости по форме 12.

Для участка в целом строятся диаграммы распределения максимальных скоростей и скоростей основных порций по форме 13, диаграмма распределения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины (доля вынесенного индикатора от общей массы вынесенного индикатора) по форме 14, диаграмма распределения производительностей каналов участка по форме 15, диаграмма

объемов фильтрационных каналов по форме 16 и диаграмма долей влияния каналов скважин участка по форме 17.

**Этап 5.** По результатам расчетов, анализа графиков и диаграмм делается заключение о наличии или отсутствии гидродинамической связи, характере фильтрационных потоков, активности трассируемых зон пласта и т.д. Визуальный анализ графиков зависимости концентрации от времени позволяет сделать заключение о характере (типе емкости) фильтрационных каналов. Отдельные короткие по времени порции индикатора свидетельствуют о движении по локальным каналам (как правило, трещинам), длительный вынос индикатора в виде сплошного фронта со скоростями, меньше граничной скорости движения воды по трещинам, свидетельствуют о прохождении меченой жидкости по поровой части пласта. Незначительная по отношению к закачанной масса вынесенного индикатора свидетельствует о слабом влиянии трассируемых зон или недостаточной длительности исследования (при малой продолжительности наблюдений). Заключение о результатах исследований должно содержать вывод о том, в какой мере решены или не решены поставленные задачи и описание выявленных недостатков при проведении и интерпретации исследования.

**Этап 6.** Заключительный отчет, формируемый Подрядчиком по результатам трассерного исследования (исследований), включает описательную часть, табличные и графические формы, рекомендации по регулированию разработки месторождения (при наличии соответствующих требований технического задания). В целях упорядочивания и внедрения единых требований к структуре и форматам отчетной информации и баз данных трассерных исследований и исключения потери важных промежуточных данных следует требовать от Подрядчика передачи всей информации в соответствии с представленными выше формами.

## 6 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

### 6.1 Базовые параметры трассерных исследований

Основой использования результатов исследований является анализ базовых параметров трассирования фильтрационных потоков, к которым относятся: проницаемость, объем, производительность фильтрационных каналов и параметр активность трассируемых фильтрационных зон пласта, т.е. доля воды, поступающая по зонам (каналам) от общего объема воды, добываемой скважиной.

Диапазон изменения значений первых трех параметров фильтрационных каналов характеризует неоднородность исследуемой зоны пласта между нагнетательной и конкретной добывающей скважинами. Суммарные значения объемов и производительностей каналов и распределение спектров их проницаемости по отдельным добывающим скважинам на участке трассирования характеризует изменение фильтрационно-емкостной неоднородности по площади пласта от нагнетательной к различным добывающим скважинам.

*Проницаемость фильтрационных каналов* является мерой фильтрационной неоднородности трассируемых зон пласта. По каждой добывающей скважине определяется диапазон изменения проницаемости каналов (таблица В.6 ПРИЛОЖЕНИЯ В), а также график проницаемостей фильтрационных каналов реагирующей добывающей скважины, характеризующий доли вынесенного индикатора по каждому фильтрационному каналу (рисунок В.3 ПРИЛОЖЕНИЯ В).

*Объем фильтрационных каналов* является емкостной характеристикой трассируемых зон пласта как по отдельной скважине (таблица В.6 ПРИЛОЖЕНИЯ В), так и суммарно по участку трассерных исследований (таблица В.7 ПРИЛОЖЕНИЯ В). Различие в значениях данного показателя по отдельным скважинам одного участка отражает емкостную неоднородность по различным направлениям от нагнетательной скважины (рисунок В.8 ПРИЛОЖЕНИЯ В), а разница в суммарных значениях параметра по различным участкам залежи на один период проведения трассерных исследований (в течение 1-12 месяцев) указывает на емкостную неоднородность трассируемых зон по площади объекта исследований.

*Производительность фильтрационных каналов* характеризует объемы воды, перемещаемые по трассируемым каналам в единицу времени. Этот параметр определяется по отдельной добывающей скважине участка исследований (таблица В.6 ПРИЛОЖЕНИЯ В) и суммарно по участку трассерных исследований (показатель «суммарный дебит воды, поступающий по трубкам тока» - таблица В.7 ПРИЛОЖЕНИЯ В). Различие в значениях данного показателя по отдельным скважинам одного участка отражает неравномерность перемещения воды по трассируемым зонам пласта в различных направлениях от нагнетательной скважины (рисунок В.7 ПРИЛОЖЕНИЯ В), а разница в суммарных значениях параметра по различным участкам залежи на один период проведения трассерных исследований (в течение 1-12 месяцев) указывает на неравномерность перемещения воды по трассируемым зонам объекта исследований.

Основным базовым параметром, определяемым по результатам трассерных исследований, является *«активность трассируемых фильтрационных зон пласта»*, т.е. доля воды, поступающей по трубкам тока (трассируемым фильтрационным каналам) от объема воды в скважине. Данный показатель отражает степень влияния трассируемых зон пласта на обводнение добывающих скважин и определяется суммарно по каждой добывающей скважине (таблица В.6 ПРИЛОЖЕНИЯ В).

Выделяют следующие характеристики активности трассируемых зон пласта и диапазоны изменения значений: до 1% – отсутствие влияния или малая активность трассируемых зон пласта; от 1 до 5% – незначительная активность и влияние на обводнение скважин; от 5 до 20% - значительная активность и влияние на обводнение скважин; более 20% – сильная активность и влияние на обводнение скважин.

При минимальном или незначительном влиянии трассируемых зон пласта не наблюдается перемещения значительных объемов воды по каналам с низкими фильтрационными сопротивлениями, а, следовательно, отсутствует необходимость проведения мероприятий по снижению их проводимости, ограничению закачки воды и др. Такая оценка справедлива при условии достаточной продолжительности исследований и качественного выполнения работ. В случаях значительного влияния высокопроницаемых каналов на обводнение добывающих скважин

необходимо проведение дальнейших наблюдений за их развитием в процессе разработки. В случае увеличения обводненности продукции добывающих скважин трассерные исследования необходимо повторить. Если в результате трассерных исследований установлено сильное влияние трассируемых зон на обводнение добывающих скважин, это является основанием для проведения мероприятий по ограничению закачки воды, применению физико-химических методов регулирования фильтрационных потоков, направленных на снижение проницаемости или изоляцию высокопроницаемых зон пласта. В тех случаях, когда влияние высокопроницаемых зон пласта катастрофическое (более 30-50%), необходимо внедрение мероприятий по совершенствованию системы разработки путем ограничения объемов и давления закачки, переноса фронта нагнетания, изменения режимов эксплуатации добывающих скважин, глубокой изоляции (снижения проводимости) высокопроницаемых фильтрационных каналов и др.

## **6.2 Контроль эффективности процесса заводнения и разработки залежей, подбор скважин-кандидатов и анализ эффективности МУН**

*Контроль прорывов воды по высокопроницаемым зонам* по площади пласта от нагнетательной к добывающим скважинам осуществляется путем решения задачи 1 трассерных исследований.

Для определения наличия прорывов воды от нагнетательной к добывающим скважинам в первую очередь оценивается активность трассируемых зон пласта. При значении данного параметра до 1% отмечается отсутствие опережающих прорывов воды по высокопроницаемым зонам пласта. При значении параметра от 5 до 20% и проницаемости каналов значительно выше, чем максимальная проницаемость поровых пропластков, отмечается наличие прорывов закачиваемой воды со значительным влиянием трассируемых каналов на обводнение скважин. В тех случаях, когда по отдельным или всем добывающим скважинам участка трассерных исследований значения параметра превышают 20%, имеют место весьма сильные прорывы закачиваемой воды. В этих случаях необходимо проведение соответствующих мероприятий по регулированию разработки залежи.

Для контроля динамики формирования высокопроницаемых каналов в процессе разработки, по которым происходит опережающее обводнение

добывающих скважин, необходимо систематическое проведение трассерных исследований по отдельным (пилотным) участкам залежи с периодичностью 1 раз год или, в крайнем случае, 1 раз в 2 года. Систематические трассерные исследования, которые проводятся в течение 4-5 и более лет, позволяют определить начало процесса формирования и установить динамику развития в пласте высокопроницаемых зон, влияющих на обводнение скважин.

**Определение фильтрационно-емкостной неоднородности пласта** осуществляется путем решения задач 2 и 3 трассерных исследований (раздел 1.2 информационного отчета).

Для определения фильтрационно-емкостной неоднородности пласта проводится раздельное определение проницаемости, объемов и производительности фильтрационных каналов (зон пласта) для двух фильтрационных систем: высоко- и среднепроницаемых трещин и каналов суперколлектора и для среднепроницаемой поровой части пласта. Кроме того, проводится раздельное определение и анализ параметра *«активность трассируемых фильтрационных зон пласта»* для двух рассмотренных выше фильтрационных систем. В результате исследований получают информацию: о наличии прорывов воды по высокопроницаемым зонам и степени их влияния на обводнение скважин; по диапазонам проницаемости, соотношению объемов и производительности двух выявленных в результате исследований фильтрационных систем, активности трассируемых фильтрационных зон пласта для данных систем. Полученная информация используется для контроля разработки месторождений, планирования и анализа эффективности методов увеличения нефтеотдачи пластов, построения и актуализации секторных гидродинамических моделей.

**Контроль продвижения фронта заводнения** осуществляется путем решения задачи 4 трассерных исследований.

Результатами исследований являются установленные направления и интенсивность продвижения фронта заводнения от вновь вводимой нагнетательной скважины (скважин) к действующим добывающим, а также установление гидродинамической связи одной или нескольких действующих нагнетательных скважин на вводимую в эксплуатацию новую добывающую скважину (скважины). Мерой интенсивности продвижения фронта заводнения при вводе в эксплуатацию

новой нагнетательной скважины служит время и скорость и производительность канала фильтрации при прохождении индикатора от новой нагнетательной скважины (скважин) к добывающим скважинам. В случае решения задачи установления гидродинамической связи действующих нагнетательных скважин с новой добывающей скважиной проводится закачка различных индикаторов в разные нагнетательные скважин и определяются направления распространения фронта заводнения. Кроме того, проводится расчет объемов, производительности, спектра проницаемости выявленных в результате трассирования фильтрационных систем (высоко- и среднепроницаемых трещин и каналов суперколлектора; среднепроницаемой поровой части пласта), доли влияния выявленных фильтрационных систем на обводнение добывающих скважин.

### ***Подбор скважин-кандидатов и анализ эффективности применения МУН***

При проектировании химических методов увеличения нефтеотдачи пластов с закачкой через нагнетательные скважины оторочек нефтеотмывающих реагентов, потокорегулирующих составов и других химических веществ важно установить наличие и определить параметры высокопроницаемых зон пласта – спектр проницаемости, объемы и производительность фильтрационных каналов, соединяющих забои нагнетательных и добывающих скважин. На основании этих данных рассчитываются объемы закачки реагентов, оцениваются возможные потери реагентов при движении по пласту в зоны, которые не требуют проведения обработки, также выполняется оценка целесообразности применения той или иной технологии воздействия на пласт. По результатам трассерных исследований после применения химических методов ПНП дается оценка эффективности реализованных технологий.

Одной из важных задач трассерных исследований является определение перспективных участков залежей и подбор нагнетательных скважин-кандидатов для применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи пластов. Анализ активности высокопроницаемых зон пласта, наряду с информацией о наличии и распределении остаточных запасов по площади и распределении запасов в коллекторах с различной проницаемостью, данными вертикальной фильтрационной неоднородностью поровых пропластков, является одним из определяющих показателей применения физико-химических МУН. При значении

параметра «активность трассируемых фильтрационных зон пласта» более 10% по отдельным или всем добывающим скважинам исследуемого участка существует целесообразность применения потокорегулирующих МУН. В тех случаях, когда значения параметра превышают 20%, это является основанием для обязательного проведения мероприятий по снижению проницаемости или изоляции высокопроницаемых зон пласта. Однако необходимо пояснить, что применение физико-химических потокорегулирующих технологий может быть целесообразно даже при отсутствии в пласте высокопроницаемых зон (трещин и суперколлекторов) между нагнетательными и добывающими скважинами. Это относится к объектам с высокой вертикальной неоднородностью поровых пропластков на фоне высокой динамики обводнения добывающих скважин и при наличии значительных остаточных запасов. Поэтому, данные, получаемые в результате трассерных исследований, являются важным, но не единственным показателем, определяющим выбор скважин-кандидатов для проведения физико-химических МУН.

Трассерные исследования являются эффективным инструментом анализа эффективности физико-химических МУН. Для оценки эффективности реализуемых технологий проводятся исследования по решению задачи 1 до и после проведения мероприятий. При этом выполняется анализ спектра проницаемости, объемов и производительности высокопроницаемых зон пласта, а также выполняется оценка активности трассируемых высокопроницаемых зон пласта до и после физико-химического воздействия. Если реализуемая физико-химическая технология направлена на снижение проводимости или изоляцию высокопроницаемых зон в межскважинном пространстве, то ее эффективность в первую очередь оценивается по степени изменения активности трассируемых высокопроницаемых зон пласта после выполнения обработки.

Метод трассирования фильтрационных потоков индикаторами является эффективным инструментом определения эффективности реализуемых систем заводнения и применения гидродинамических МУН. В частности, трассерные исследования могут применяться для обоснования оптимальных давлений и объемов нагнетания воды, т.е. для определения режимов, при которых не происходит образования или активизации работы высокопроницаемых трещин (зон пласта). Для решения данной задачи проводится серия трассерных исследований с

закачкой от 2 до 4 различных индикаторов в нагнетательную скважину при различных давлениях нагнетания воды или различных приемистостях нагнетательной скважины. В результате исследований проводится оценка наличия и степени влияния высокопроницаемых зон пласта на обводнение скважин на различных режимах (различных значениях давлениях нагнетания или приемистости скважин). В результате исследований проводится сравнение спектра проницаемости каналов, объемов, производительности и активности высокопроницаемых зон пласта по участку на различных режимах работы нагнетательной скважины.

Результаты трассерных исследований могут использоваться **для построения и актуализации секторных гидродинамических моделей**. В тех случаях, когда по данным трассерных исследований определяется высокая активность фильтрационных каналов аномально высокой проницаемости, гидродинамическая модель пласта должна содержать фиктивный промытый водой пропласток или фиктивный фильтрационный канал (трубку тока), по которому перемещается закачиваемая вода от нагнетательной к добывающим скважинам. Производительность фиктивного пропластка (канала) должна соответствовать производительности выявленных в результате трассирования высокопроницаемых зон пласта. При периодическом повторении трассерных исследований на одном объекте появляется возможность детального контроля и учета в гидродинамической модели изменения фильтрационно–емкостных параметров высокопроницаемых каналов в процессе разработки месторождений.

## СПИСОК ЦИТИРУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чернорубашкин А.И., Макеев Г.А., Гавриленко Г.А. Применение индикаторных методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. Обзорная информация. Сер. нефтепромысловое дело. М., ВНИИОЭНГ, 1985, - 37 с.
2. РД 39-3-1291-85 «Индикаторный способ контроля за разработкой и заводнением нефтяных и нефтегазоконденсатных залежей». Грозный, СевКавНИПИнефть, 1986г.
3. Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И. Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. – М.: Недра, 1986, - 157 с.
4. В. А. Санников. Обоснование критериев идентификации трещин и методика расчета фильтрационной неоднородности трещиноватых пластов по данным трассирования потоков индикаторами//Труды VII международного технологического симпозиума: Новые технологии освоения и разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа и повышения нефтегазоотдачи, Институт Нефтегазового Бизнеса, 2008 г.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### ЗАДАНИЕ НА ПРОВЕДЕНИЕ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

*Задание на проведение трассерных исследований* включает в себя общие сведения об участке проведения работ, перечень задач и параметров исследования.

#### Общие сведения об участке

В данном разделе описываются сведения об участке проведения трассерных исследований и указываются задачи и параметры исследования.

В поле *Предприятие* указывается предприятие (недропользователь) объекта на котором проводятся трассерные исследования, например - ООО «Нарьянмарнефтегаз». В поле *Месторождение* указывается месторождение, на котором расположен рассматриваемый участок трассерных исследований. В поле *Пласт (Пласты)* указываются продуктивные пласты (пласт) по которым планируется проведение трассерных исследований. В поле *Участок нагнетательной скважины №* указывается номер нагнетательной скважины, в которую закачивается индикатор. В поле *Номера добывающих скважин* заносятся номера реагирующих добывающих скважин, в которых будет производиться отбор проб. В поле *Планируемое начало трассерных исследований* указывается планируемый месяц и год закачки трассера в нагнетательную скважину.

В таблице А.1 представлен пример заполнения общих сведений об исследовании.

Таблица А.1 - Пример заполнения раздела: Общие сведения

Предприятие:	ООО «Нарьянмарнефтегаз»
Месторождение:	Южно-Хыльчюское
Пласт:	P1a+s
Участок нагнетательной скважины:	248
Номера добывающих скважин	342, 456, 435, 231, 397, 431
Планируемое начало исследования:	30.07.2011

### Задачи и параметры исследований

В данном разделе в первую очередь указывается задача исследований: определение гидродинамической связи и ФЕС (указывается номер задачи): 1- установление гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами по фильтрационным каналам (зонам пласта) с низкими фильтрационными сопротивлениями; 2 – определение фильтрационно-емкостных параметров высоко- и среднепроницаемых зон и спектра неоднородности пласта; 3- определение полного спектра фильтрационной неоднородности пласта, 4- контроль продвижения фронта заводнения по площади пласта. При необходимости могут быть указаны другие дополнительные задачи.

Далее указываются: наименование индикатора, минимальная масса индикатора, разрешающая способность прибора для определения концентрации индикатора, продолжительность отбора проб и периодичность отбора проб: в первые 15 суток исследования; в период от 16 до 60 суток; в период более 60 суток после закачки индикатора.

В таблице А.2 представлен пример заполнения раздела задач и параметров исследования.

Таблица А.2. Пример заполнения раздела: Задачи и параметры исследований

Определение гидродинамической связи и ФЕС: 1- высокопроницаемых каналов; 2 – высоко- и среднепроницаемых каналов	
Наименование индикатора: Флуоресцеин	
Минимальная масса индикатора, кг.: 100	
Разрешающая способность прибора для определения концентрации индикатора, мг/л: 0.01	
Продолжительность отбора проб, сут. 90	
Периодичность отбора проб:	Первые 15 суток: 3 раза в сутки
	16-60 сут.: 2 раза в сутки
	61 сут. и далее: 1раз в сутки

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### НЕОБХОДИМЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ИНТЕРПРЕТАЦИИ

При интерпретации трассерного исследования необходимы следующие данные о характеристиках пласта: пористость, максимальная проницаемость коллектора по ГДИС, которая используется при выделения порций индикатора, пришедших по поровым пропласткам от порций, поступивших по трещинным каналам. Также для расчета проницаемости каналов требуются значения относительной проницаемости по воде и вязкости воды в пластовых условиях, расстояния от нагнетательной до каждой добывающей скважины, которые рассчитываются по известным координатам по осям X и Y пластопересечений скважин. Допускается указание расстояний до добывающих скважин без данных о координатах пластопересечений. Пример заполнения данных разделов приведен в таблице Б.1 и таблице Б.2 с указанием рекомендуемых размерностей числа учитываемых знаков.

Таблица Б.1 - Пример заполнения раздела: характеристики пласта и свойства воды

Параметр	Размерность	Значение	Максимальное число разрядов в целой части числа и число разрядов в дробной части числа
Пористость	д. е.	0.170	X.XXX
Максимальная проницаемость по ГДИС	мДарси	200.0	XXXXX.X
Относительная проницаемость по воде	д. е.	0.30	X.XX
Вязкость воды в пластовых условиях	спз	0.520	X.XXX

Примечание - В столбце максимальное число разрядов в целой части числа и число разрядов в дробной части числа в виде X(...X).X(...X) указаны максимальные значения параметров и рекомендуемая точность представления данных. Например, X.XX означает, что максимальное значение не превышает 9.99.

Таблица Б.2 - Пример заполнения раздела: координаты реагирующих скважин и расстояние до нагнетательной скважины

Название добывающей скважины	Координата по оси X, м	Координата по оси Y, м	Расстояние до нагнетательной скважины, м
206	432185.2	7568728.4	1000.5
	XXXXXXXXXX.X	XXXXXXXXXX.X	XXXXXX.X
	XXXXXXXXXX.X	XXXXXXXXXX.X	XXXXXX.X

Примечание - В виде X(...X).X(...X) указаны максимальные значения и рекомендуемая точность представления данных. Например, X.XX означает, что максимальное значение не превышает 9.99.

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### ТАБЛИЧНЫЕ И ГРАФИЧЕСКИЕ ФОРМЫ ОТЧЕТНОСТИ ПО ПРОВЕДЕНИЮ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

#### Форма 1. Объёмы трассирования фильтрационных потоков

В данной форме указываются:

- приемистость нагнетательной скважины на момент закачки индикатора (может быть взята по данным системы «АРМ регулирования разработки месторождений» за месяц в котором было начато проведения исследований или по другим имеющимся данным);
- вид индикатора используемого при трассировании фильтрационных потоков;
- масса закачанного индикатора;
- объем раствора, содержащего индикатор и закачанного в нагнетательную скважину;
- дата закачки в формате дд.мм.гггг.;
- чувствительность прибора (предел обнаружения), применяемого для определения индикаторов в продукции добывающих скважин;
- продуктивный пласт, по которому проводятся трассерные исследования;
- перечень реагирующих скважин.

В таблице В.1 приведен пример заполнения формы: объёмы трассирования фильтрационных потоков.

Таблица В.1 - Пример заполнения формы: объёмы трассирования фильтрационных потоков

Нагнетательная скважина	Приёмистость, м <sup>3</sup> /сут	Индикатор	Масса закачанного индикатора, кг	Объём раствора, м <sup>3</sup>	Дата закачки	Чувствительность прибора, мг/л	Пласт	Реагирующие скважины
	XXXXX. X		XXXXX.X XX	XXX.XX X	дд.мм.гг гг	X.XXXX		

Примечание - В виде X(...X).X(...X) указаны максимальные значения и рекомендуемая точность представления данных. Например, X.XX означает, что максимальное значение не превышает 9.99.

## Форма 2. Данные о работе нагнетательной скважины

В данной форме ежемесячно указываются данные по работе нагнетательной скважины в период проведения трассерных исследований:

- месяц и год за которые предоставлены данные по работе нагнетательной скважины, данные указываются в формате мм.гггг.;
- продуктивный пласт, по которому проводятся трассерные исследования;
- приемистость нагнетательной скважины в период проведения трассерных исследований ежемесячно (может быть взята из системы «АРМ регулирования разработки месторождений» за месяцы в которых проводились исследований или по другим имеющимся данным), размерность данных - т/сут.;
- количество дней работы ежемесячно и накопленное количество дней работы нагнетательной скважины за весь период проведения трассерных исследований (эти данные также могут быть взяты из системы «АРМ регулирования разработки месторождений» за месяцы в которых проводились исследований или по другим имеющимся данным), размерность данных - ед.

В таблице В.2 приведен пример заполнения формы: данные о работе нагнетательной скважины.

Таблица В.2 - Пример заполнения формы: данные о работе нагнетательной скважины

Месяц, год	Пласт	Приёмистость , т/сут	Обводнё- ность, %	Дней работы	
				в месяце	накопл.
01.2010	C2	200.5	100.0	29.0	29.0
02.2010	C2	205.4	100.0	27.0	56.0
03.2010	C2	210.8	100.0	30.0	86.0
мм.гггг	C2	XXXXX.X	XXX.X	XX.X	XXXXX.X

Примечание - В виде X(...X).X(...X) указаны максимальные значения и рекомендуемая точность представления данных. Например, X.XX означает, что максимальное значение не превышает 9.99.

## Форма 3. Данные о работе реагирующих добывающих скважин

В данной форме ежемесячно указываются данные по работе реагирующих добывающих скважин в период проведения трассерных исследований:

- название добывающей скважины;
- месяц и год за которые предоставлены данные по работе реагирующей добывающей скважины (данные указываются в формате мм.гггг);
- продуктивный пласт, по которому проводятся трассерные исследования;
- дебит жидкости реагирующей добывающей скважины в период проведения трассерных исследований ежемесячно (может быть взят из системы «АРМ регулирования разработки месторождений» за месяцы в которых проводились исследований или по другим имеющимся данным), размерность данных - т/сут.;
- обводненность добывающей скважины в период проведения трассерных исследований ежемесячно (может быть взят из системы «АРМ регулирования разработки месторождений» за месяцы в которых проводились исследований или по другим имеющимся данным), размерность данных - %.;
- количество дней работы ежемесячно и накопленное количество дней работы добывающей скважины за весь период проведения трассерных исследований (эти данные также могут быть взяты из системы «АРМ регулирования разработки месторождений» за месяцы в которых проводились исследований или по другим имеющимся данным), размерность данных - ед.

В таблице В.3 приведен пример заполнения формы: данные о работе добывающих реагирующих скважин.

При заполнении данных о выносе индикатора в реагирующие скважины необходимо ввести по каждой реагирующей добывающей скважине данные о замерах концентрации индикатора, полученные при трассировании фильтрационных потоков, и заполнить информацию по поступлению порций индикатора.

Таблица В.3 - Пример заполнения формы: данные о работе добывающих реагирующих скважин

Месяц, год	Пласт	Дебит жидкости, т/сут	Обводнённость, %	Дней работы	
				в месяце	накопл.
Скважина 1					
01.2010	C2	100.5	80.5	29.0	29.0
02.2010	C2	92.4	82.0	27.0	56.0
03.2010	C2	85.8	81.3	30.0	86.0
мм.гггг	C2	XXXXX.X	XXX.X	XX.X	XXXXX.X
Скважина 20					
01.2010	C2	70.5	70.5	29.0	29.0
02.2010	C2	55.4	72.2	25.0	54.0
03.2010	C2	57.8	79.1	31.0	85.0
мм.гггг	C2	XXXXX.X	XXX.X	XX.X	XXXXX.X
Скважина 148					
01.2010	C2	10.5	15.0	29.0	29.0
02.2010	C2	12.4	17.0	24.0	53.0
03.2010	C2	15.8	16.5	29.0	82.0
мм.гггг	C2	XXXXX.X	XXX.X	XX.X	XXXXX.X
Скважина 2 БИС					
01.2010	C2	25.5	70.5	29.0	29.0
02.2010	C2	26.4	72.2	25.0	54.0
03.2010	C2	27.8	79.1	31.0	85.0

Примечание - В виде X(...X).X(...X) указаны максимальные значения и рекомендуемая точность представления данных. Например X.XX означает, что максимальное значение не превышает 9.99 и необходимо указывать (при возможности) два знака после запятой.

При заполнении данных о выносе индикатора в реагирующие скважины необходимо ввести по каждой реагирующей добывающей скважине данные о замерах концентрации индикатора, полученные при трассировании фильтрационных потоков, и заполнить информацию по поступлению порций индикатора.

#### **Форма 4. Данные замеров концентрации индикатора**

В данной форме указываются:

- порядковый номер замера;

- дата замера - день, месяц и год за которые предоставлены данные по замеру концентрации индикатора по реагирующей добывающей скважине скважины, данные указываются в формате дд.мм.гггг.;
- концентрация индикатора, здесь указывается значение концентрации индикатора полученные соответствующими приборами для определения индикаторов в лабораторных условиях, размерность данных мг/л;

В таблице В.4 приведен пример заполнения формы: данные замеров концентрации индикатора.

Таблица В.4 - Пример заполнения формы: данные замеров концентрации индикатора

Номер замера	Дата замера	Время замера	Концентрация, мг/л
1	01.01.2006	12:00:00	0.3000
2	01.02.2006	13:00:00:	0.4200
3	01.03.2006	12:10:05	0.3500
XXXX	дд.мм.гггг	чч:мм:сс	XXX.XXXX

Примечание - В виде X(...X).X(...X) указаны максимальные значения и рекомендуемая точность представления данных. Например, X.XX означает, что максимальное значение не превышает 9.99.

#### **Форма 5. Данные поступления порций индикатора**

В данной форме указываются параметры поступления индикатора в добывающую реагирующую скважину по порциям:

- порядковый номер порции;
- дебит жидкости по добывающей реагирующей скважине за период выноса порции индикатора (вычисляется из приведенных ранее данных по работе скважины, указанных в форме 3), размерность данных т/сут;
- обводненность продукции добывающей скважины за период выноса порции индикатора (вычисляется из приведенных ранее данных по работе скважины, указанных в форме 3, размерность данных - %);

- время прихода порции индикатора - период времени после начала проведения трассерных исследований, после которого получен первый не нулевой замер концентрации в данной порции, размерность данных - сут.;
- период выноса порции индикатора - период времени, в течение которого в рассматриваемую добывающую скважину поступает данная порция индикатора, размерность данных -сут.;
- масса порции - фактическое количество индикатора, полученное из рассматриваемой добывающей скважины через канал фильтрации (систему каналов фильтрации) соответствующий данной порции (рассчитывается исходя из замеров концентрации в соответствии с усовершенствованной методикой, описанной в разделе 2, размерность данных г.);
- максимальная концентрация индикатора, здесь указывается максимальное значение концентрации за период времени, в течение которого в рассматриваемую добывающую скважину поступает данная порция индикатора, размерность данных мг/л;
- накопленная масса по порциям - указывается сумма масс по ранее указанным порциям. Таким образом, последнее значение в столбце данного параметра соответствует общей накопленной массе индикатора, полученной в соответствующей добывающей скважине, размерность данных - г.

При заполнении данных о результатах интерпретации трассерных исследований на рассматриваемом участке необходимо ввести результаты расчетов по каждой реагирующей добывающей скважине участка и заполнить информацию по полученным геолого-физическим свойствам коллектора.

В таблице В.5 приведен пример заполнения формы: данные поступления порций индикатора.

Таблица В.5 - Пример заполнения формы: данные поступления порций индикатора

Номер порции	Дебит жидкости, т/сут	Обводнённость, %	Время прихода, сут	Период выноса, сутки	Масса, г	Максимальная концентрация, мг/л	Накопленная масса, г
1.	141.1	59.0	2.4	4.5	5.22	0.0310	5.22
2	141.1	59.0	6.8	1.0	0.39	0.0100	5.61
3	141.1	59.0	8.8	2.5	3.02	0.0200	8.63
4	141.1	59.0	12.8	1.5	1.49	0.0220	10.12
XXX	XXXX	XX.X	XXXX	XXX.X	XXX.XX	XXX.XXXX	XXXX.XX

Примечание - В виде X(...X).X(...X) указаны максимальные значения и рекомендуемая точность представления данных. Например, X.XX означает, что максимальное значение не превышает 9.99. Количество значащих цифр в отчете может быть уменьшено до 2-3 при уровне погрешностей расчетов более 10%.

Значения оценок погрешностей расчетов заносятся в таблицу В.5а:

Таблица В.5а Погрешность расчёта суммарной массы

Погрешность	Значение
Из-за разброса значений	%
Из-за периодов отсутствия замеров	%
Из-за низкой чувствительности приборов	%

#### **Форма 6. Результаты интерпретации по реагирующим скважинам участка**

В данной форме указываются результаты интерпретации по порциям индикатора для рассматриваемой скважины участка:

- порядковый номер порции;
- время прихода порции индикатора - период времени после начала проведения трассерных исследований, после которого получен первый не нулевой замер концентрации в данной порции, размерность данных сут.;
- период выноса порции индикатора - период времени, в течение которого в рассматриваемую добывающую скважину поступает данная порция индикатора, размерность данных сут.;
- средняя скорость прихода порции - скорость фильтрационных потоков через систему фильтрационных каналов, соответствующую данной порции, размерность данных м/сут.);

- масса порции - фактическое количество индикатора, полученное из рассматриваемой добывающей скважины через канал фильтрации (систему каналов фильтрации) соответствующий данной порции, размерность данных г.);
- эффективный объем трубки тока - объем канала (каналов) фильтрации в направлении рассматриваемой добывающей скважины соответствующих данной порции, размерность данных м<sup>3</sup>);
- производительность канала - объемы воды, ежедневно поступающие от нагнетательной скважины по каналу (каналам) фильтрации, соответствующему данной порции в направлении рассматриваемой добывающей скважины, размерность данных м<sup>3</sup>/сут);
- проницаемость канала - значение проницаемости фильтрационного канала (каналов) соответствующего данной порции, по которому прошла меченая индикатором вода от нагнетательной к соответствующей добывающей скважине (рассчитывается в соответствии с усовершенствованной методикой, описанной в разделе 2, размерность данных мкм<sup>2</sup>);
- доля вынесенного индикатора - доля массы рассматриваемой порции от общей массы индикатора, полученной в соответствующей реагирующей добывающей скважине (размерность данных %);
- доля воды поступающей по трубкам тока от общего объема воды поступающей в скважину, размерность данных %).

В таблице В.6 приведен пример заполнения формы: результаты интерпретации по реагирующим скважинам участка.

#### **Форма 7. Геолого-физические свойства коллекторов в зоне влияния нагнетательной скважины участка**

В данной форме указываются результаты интерпретации по всем реагирующим скважинам участка:

- порядковый номер реагирующей добывающей скважины;
- период отбора проб - период времени, в течение которого в рассматриваемую добывающую скважину поступал индикатор (размерность данных сут.);

- количество систем фильтрационных каналов - указывается общее число порций индикатора полученных в соответствующей реагирующей добывающей скважине (размерность данных шт.);
- максимальная и минимальная скорости прихода порций индикатора, здесь указывается максимальное и минимальное значение скоростей прихода порций из формы 6 для соответствующей реагирующей добывающей скважины (размерность данных м/сут.);
- масса вынесенного индикатора - доля всего вынесенного в соответствующую реагирующую скважину индикатора по отношению ко всему закачанному индикатору (рассчитывается в соответствии с усовершенствованной методикой, описанной в разделе 2, размерность данных %);
- суммарный эффективный объем трубок тока - суммарный объем каналов фильтрации в направлении рассматриваемой добывающей скважины, размерность данных м<sup>3</sup>);
- фактическая проницаемость (максимальное и минимальное значение), здесь указывается максимальное и минимальное значение проницаемостей, рассчитанных для каждой порции индикатора из формы 6, для соответствующей реагирующей добывающей скважины (размерность данных мкм<sup>2</sup>);
- суммарный дебит воды, поступающий по трубкам тока, - суммарные объемы воды, ежедневно поступающие от нагнетательной скважины по всем каналам фильтрации в направлении рассматриваемой добывающей скважины, размерность данных м<sup>3</sup>/сут);
- доля воды, поступающей по трубкам тока, от общего объема воды добываемой скважиной, размерность данных %).

В таблице В.7 приведен пример заполнения формы: геолого-физические свойства коллекторов в зоне влияния нагнетательной скважины.

Таблица В.6 - Пример заполнения формы: результаты интерпретации по реагирующим скважинам участка

Номер порции	Время прихода, сут	Период выноса, сут	Средняя скорость прихода, м/сут	Масса, г	Эффективный объём трубки тока, м3	Производительность канала, м <sup>3</sup> /сут	Проницаемость канала, мкм <sup>2</sup>	Доля вынесенного индикатора, %	Доля воды, поступающей по трубке тока от объема воды в скважине, %
1	3.9	1.5	434.6	7.50	2.0	0.40	218.00	5.4	0.015
2	5.9	1.5	304.2	5.60	2.1	0.30	152.60	4.1	0.011
3	8.9	2.0	204.5	15.00	8.5	0.90	102.60	10.8	0.030
4	10.9	2.5	166.7	22.60	15.6	1.30	83.60	16.3	0.045
5	15.4	2.0	123.7	22.40	20.9	1.30	62.00	16.2	0.045
6	17.4	1.0	113.5	7.50	7.6	0.40	56.90	5.4	0.015
7	18.9	3.5	98.0	13.30	15.6	0.80	49.20	9.6	0.027
8	22.5	4.0	82.9	15.00	20.9	0.90	41.65	10.8	0.030
9	26.5	3.9	71.4	14.70	23.8	0.80	35.83	10.6	0.029
10	32.4	4.0	58.9	14.90	29.2	0.80	29.62	10.8	0.030
XXXX	XXXX.X	XXXX.X	XXXXXX. X	XXXXX.X X	XXXXX.X	XXX.XX	XXX.XX	XX.X	XX.XXX

Примечание - В виде X(...X).X(...X) указаны максимальные значения и рекомендуемая точность представления данных. Например X.XX означает, что максимальное значение не превышает 9.99.

Таблица В.7 - Пример заполнения формы: геолого-физические свойства коллекторов в зоне влияния нагнетательной скважины

№ п/п	Добыча скважина	Период отбора проб, сут	Количество систем фильтрационных каналов, шт	Скорости прихода индикатора, м/сут		Масса вынесенного индикатора, %	Суммарный эффективный объем трубок тока, м <sup>3</sup>	Фактическая проницаемость трубок тока, мкм <sup>2</sup>		Сумм. дебит воды, пост. по трубкам тока, м <sup>3</sup> /сут	Доля воды, поступающей по трубке тока от объема воды в скважине, %
				max	min			max	min		
1	204	40.4	9	1605.5	85.3	0.3	21.0	1486.04	78.09	0.9	1.3
2	1105	36.4	6	252.8	102.6	0.3	1.5	284.40	115.00	0.0	1.3
3	210	30.4	6	564.8	117.2	0.5	2.1	480.70	99.70	0.1	0.6
4	708	3.5	10	1135.3	85.4	0.2	10.8	899.10	67.60	0.4	1.0
5	216	40.5	6	518.5	78.5	0.4	31.1	402.00	61.00	1.2	1.8
6	205	20.4	9	787.7	63.1	0.7	35.6	484.10	38.70	2.0	1.6
7	223	41.5	7	1025.0	80.0	11.1	528.8	648.90	50.60	31.5	1.7
8	225	43.5	10	777.1	53.0	2.0	123.3	388.04	26.50	5.7	1.8
9	500	40.5	9	354.7	62.7	2.9	159.9	235.80	41.68	8.1	2.0
10	700	40.4	8	588.4	70.6	8.5	449.0	378.70	45.40	24.0	1.4
XXX X		XXXX.X	XXXX	XXXX X.X	XXXXX. X	XX.X	XXXXX X.X	XXXX.XX	XXXX.XX	XXXXX. X	XX.X
ИТОГО:											

Примечание - В виде X(...X).X(...X) указаны максимальные значения и рекомендуемая точность представления данных. Например X.XX означает, что максимальное значение не превышает 9.99.

## Форма 8. Карта участка

На рисунке: *карта участка* в масштабе отображается рассматриваемый участок месторождения с указанными на нем скважинами (с указанием категории скважин - нагнетательная или добывающая). Данный рисунок не является обязательным и, может быть отображен при наличии информации по координатам пластопересечения скважин по осям X и Y. На рисунке В.1 приведен пример карты участка для трассерных исследований, проводившихся в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения.

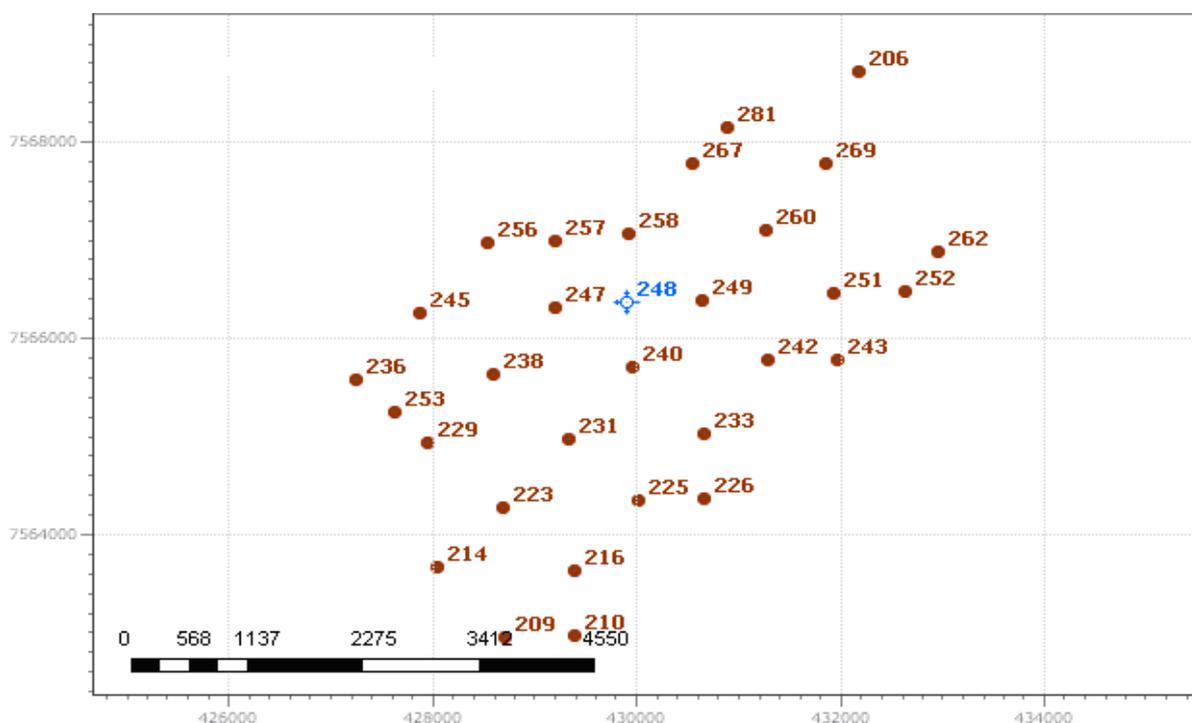


Рисунок В.1 - Карта участка в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения

## Форма 9. График поступления индикатора в реагирующую добывающую скважину

На рисунке: *график поступления индикатора в реагирующую добывающую скважину* отображается зависимость концентрации индикатора и накопленного выноса индикатора от времени с момента закачки индикатора в нагнетательную скважину. Данный график строится для каждой реагирующей скважины участка исходя из данных предоставленных в форме 4 (данные замеров концентрации

индикатора) из табличных форм отчетности о результатах трассерных исследований.

Размерность данных по оси абсцисс - сут. Размерность данных по оси ординат - мг/л (для концентрации индикатора) и г (для накопленного выноса индикатора). На рисунке В.2 приведен пример графика поступления индикатора в реагирующую добывающую скважину 214 Южно-Хыльчуйского месторождения.

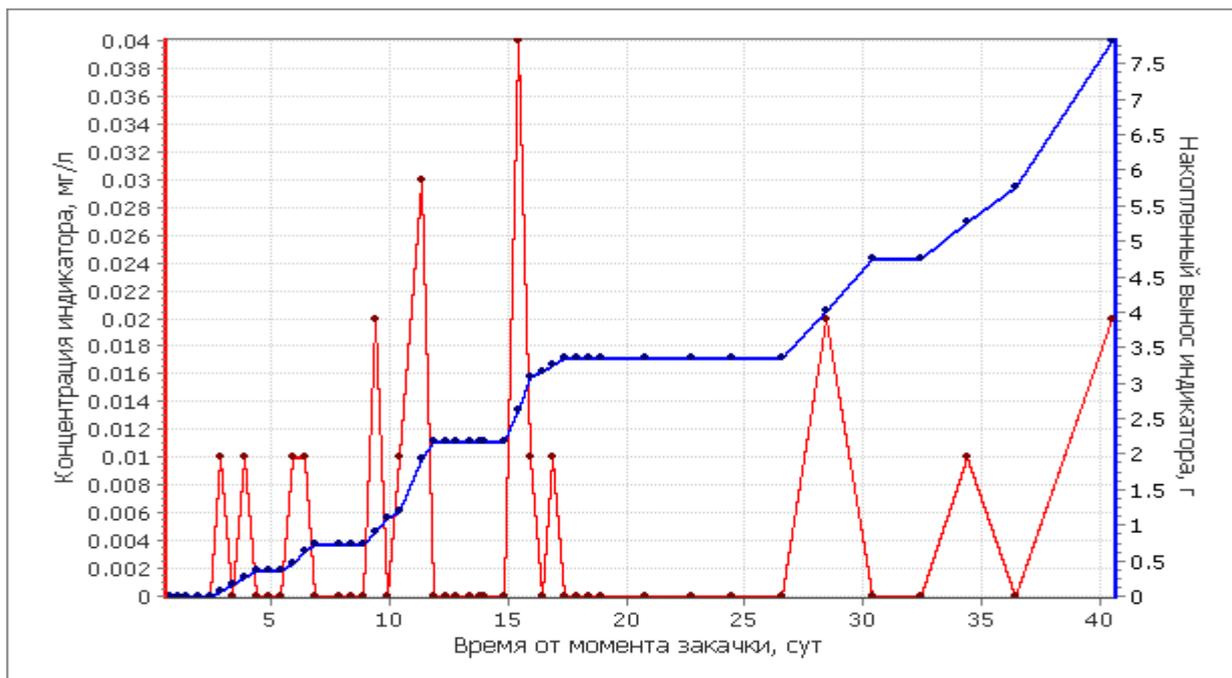


Рисунок В.2 - График поступления индикатора в реагирующую добывающую скважину 214 Южно-Хыльчуйского месторождения

Раздел графических приложений с результатами интерпретации трассерных исследований на участке состоит из данных по распределению проницаемостей каналов фильтрации по каждой реагирующей скважине - *графика проницаемостей реагирующей скважины* и графических приложений, описывающих результаты интерпретации по участку в целом, которые состоят из :

- графических приложений по распределению фильтрационных потоков (диаграмма - *скорости перемещения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины* и диаграмма - *распределение фильтрационных потоков от нагнетательной скважины*);

- данных о направлениях, скоростях и интенсивностях фильтрационных потоков от нагнетательной к добывающим скважинам на базе карты участка в виде рисунков (рисунок - производительности каналов скважин участка, рисунок - объёмы фильтрационных каналов скважин участка, рисунок - доли влияния каналов скважин участка, рисунок - максимальные скорости первых порций скважин участка, рисунок - скорости основных порций скважин участка).

Ниже приводятся примеры графических приложений с результатами интерпретации для трассерных исследований, проводившихся в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения

### Форма 10. График проницаемостей реагирующей скважины

Данный график строится для каждой реагирующей скважины участка исходя из данных по проницаемости канала и доли вынесенного индикатора предоставленных в форме 6 (результаты интерпретации по реагирующим скважинам) из табличных форм отчетности. Размерность данных по оси абсцисс -  $\text{мкм}^2$ . Размерность данных по оси ординат - %. На рисунке В.3 приведен пример графика проницаемостей реагирующей скважины 281 Южно-Хыльчуйского месторождения.

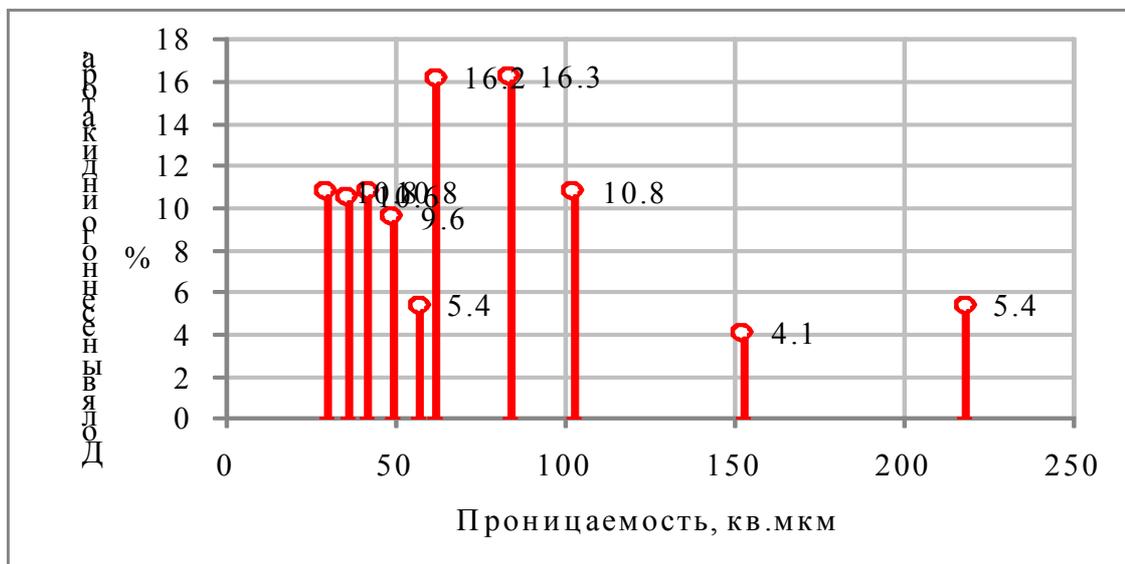


Рисунок В.3 - График проницаемостей реагирующей скважины 281 Южно-Хыльчуйского месторождения

### Форма 11. Диаграмма распределения производительности каналов фильтрации по диапазонам проницаемости

На гистограмму наносится суммарная производительность каналов фильтрации по заданным диапазонам проницаемости. Данная гистограмма строится для каждой реагирующей скважины и для всего участка в целом. При построении гистограммы по единичной скважине используются данные из формы 6. При построении гистограммы по участку в целом производительность каналов фильтрации из форм 6 суммируется по всем скважинам в соответствии с проницаемостью. На рисунке В.4 приведен пример диаграммы распределения производительности каналов фильтрации по диапазонам проницаемости реагирующей скважины 206 Южно-Хыльчуйского месторождения.

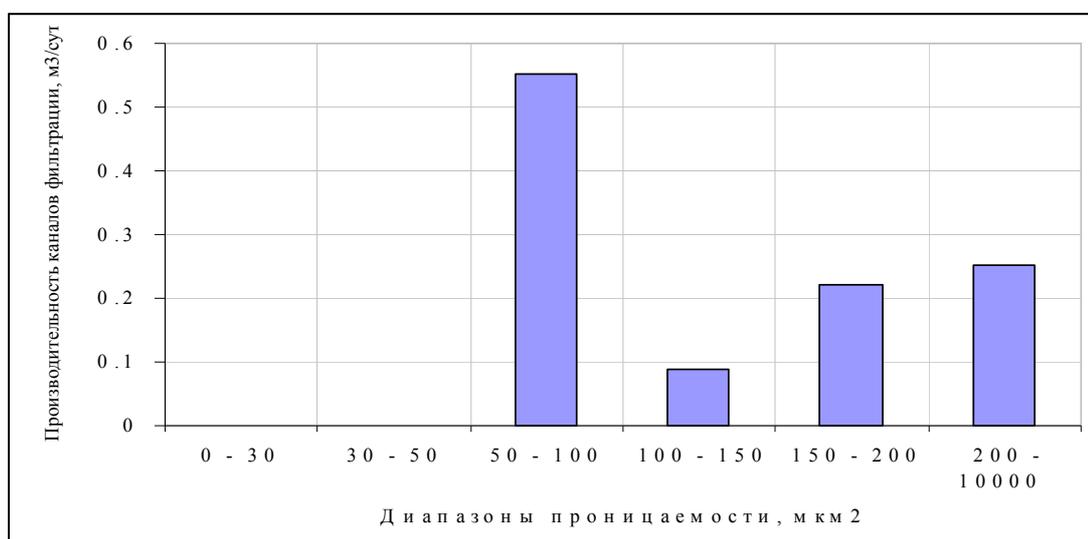


Рисунок В.4 - Диаграмма распределения производительности каналов фильтрации по диапазонам проницаемости реагирующей скважины 206

### Форма 12. Диаграмма распределения объёмов каналов фильтрации по диапазонам проницаемости

На гистограмму наносится суммарный объем каналов фильтрации по заданным диапазонам проницаемости. Данная гистограмма строится для каждой реагирующей скважины и для всего участка в целом. При построении гистограммы по единичной скважине используются данные из формы 6. При построении гистограммы по участку в целом объемы каналов фильтрации из форм 6 суммируются по всем скважинам в соответствии с проницаемостью. На рисунке

В.5 приведен пример диаграммы распределения объемов каналов фильтрации по диапазонам проницаемости реагирующей скважины 206 Южно-Хыльчуйского месторождения.

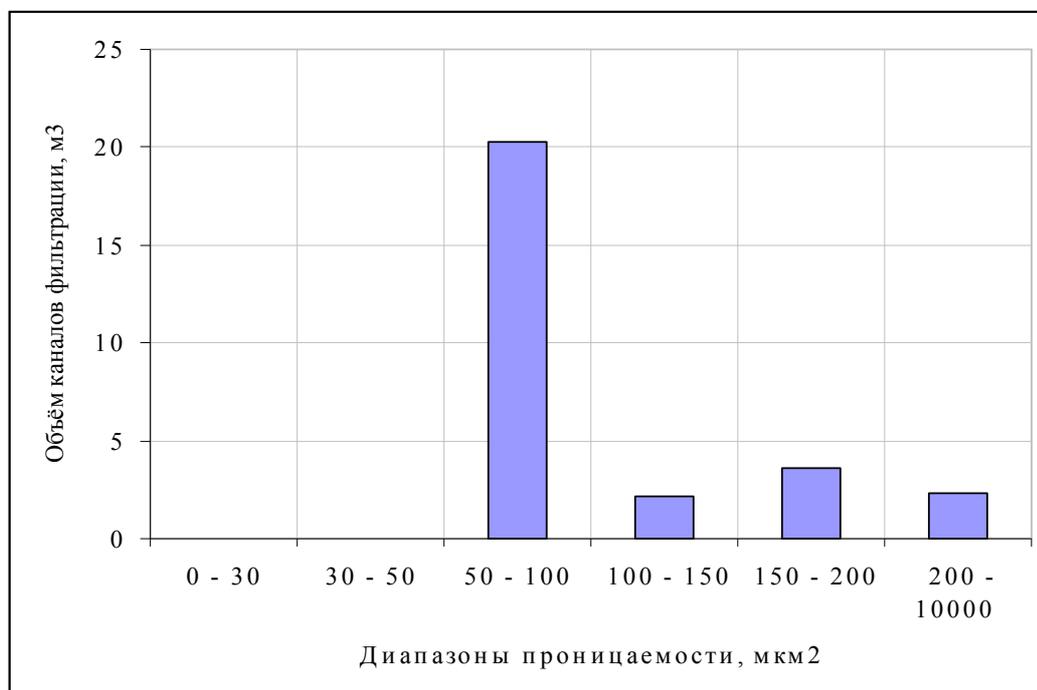


Рисунок В.5 - Диаграмма распределения объемов каналов фильтрации по диапазонам проницаемости реагирующей скважины 206

### **Форма 13. Скорости перемещения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины**

На диаграмме: *скорости перемещения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины* отображается распределение максимальных скоростей первой порции и скоростей выноса основной порции по скважинам участка. По оси абсцисс указывается название реагирующей добывающей скважины. Размерность данных по оси ординат - м/сут.

На рисунке В.6 приведен пример диаграммы - скорости перемещения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины участка, для участка в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения.



Рисунок В.6 - Скорости перемещения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчююского месторождения

#### Форма 14. Распределение фильтрационных потоков от нагнетательной скважины

На диаграмме: *распределение фильтрационных потоков от нагнетательной скважины* отображается доля массы вынесенного индикатора в каждую реагирующую скважину от общей массы индикатора, полученного в реагирующих скважинах участка. Данная диаграмма строится исходя из данных, предоставленных по форме 7 (геолого-физические свойства коллекторов в зоне влияния нагнетательной скважины) из табличных форм отчетности. Тип диаграммы - круговая диаграмма, на диаграмме отображаются названия реагирующих добывающих скважин и значения в %.

На рисунке В.7 приведен пример диаграммы распределения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчююского месторождения.

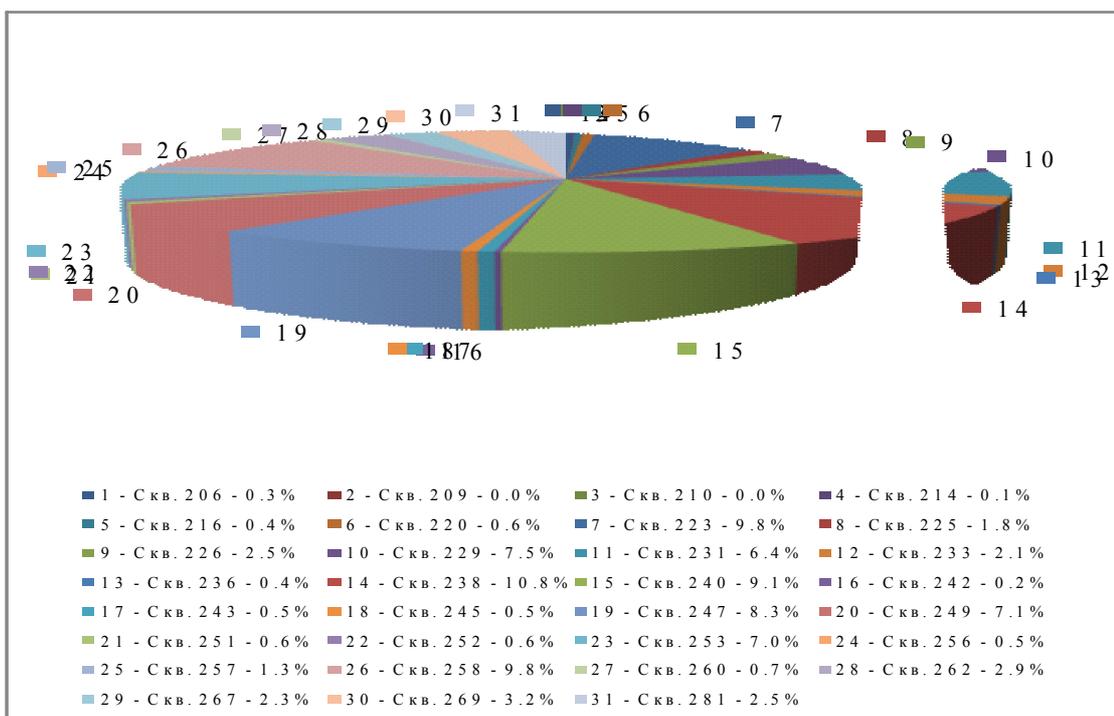


Рисунок В.7 - Диаграмма распределения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения

Для графического представления данных о направлениях, скоростях и интенсивностях фильтрационных потоков от нагнетательной к добывающим скважинам на базе карты участка в виде рисунков используются значения из табличных форм отчетности, описанных ранее.

### Форма 15. Производительности каналов скважин участка

На рисунке *производительности каналов скважин участка* отображается распределение суммарной производительности каналов фильтрации по каждой реагирующей добывающей скважине на базе карты участка. На рисунке отображаются названия скважин, значения производительностей каналов в виде закрашенных кругов с указанием точного значения (размерность - м<sup>3</sup>/сут). Радиус круга пропорционален значению производительности.

На рисунке В.8 приведен пример рисунка - *производительность каналов скважин участка* для участка в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения.

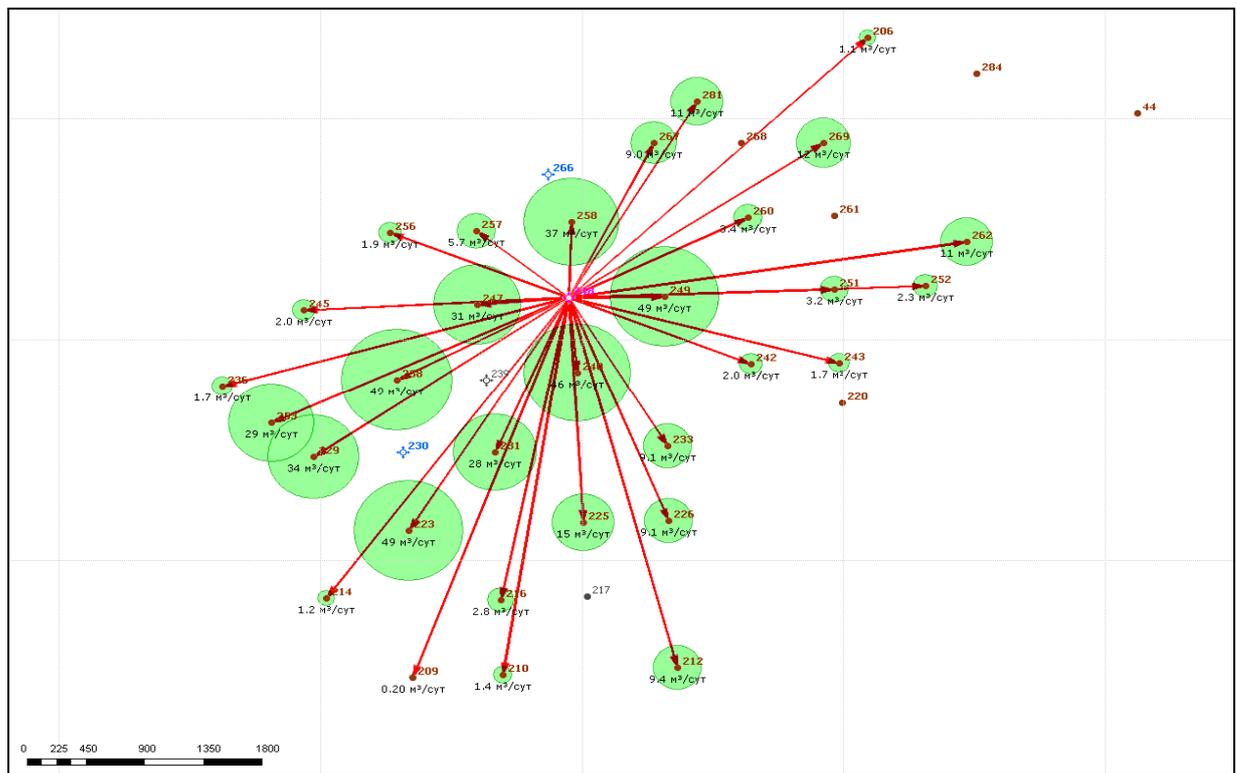


Рисунок В.8 - Производительности каналов скважин участка в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения

### Форма 16. Объёмы фильтрационных каналов скважин участка

На рисунке: *объёмы фильтрационных каналов скважин участка* отображается распределение суммарных объёмов фильтрационных каналов по каждой реагирующей добывающей скважине на базе карты участка. На рисунке отображаются названия скважин, значения объёмов фильтрационных каналов в виде закрашенных кругов с указанием точного значения (размерность -  $\text{м}^3$ ). Радиус круга пропорционален значению объёма фильтрационных каналов. На рисунке 2.9 приведен пример рисунка - *объёмы фильтрационных каналов скважин участка* для участка в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения



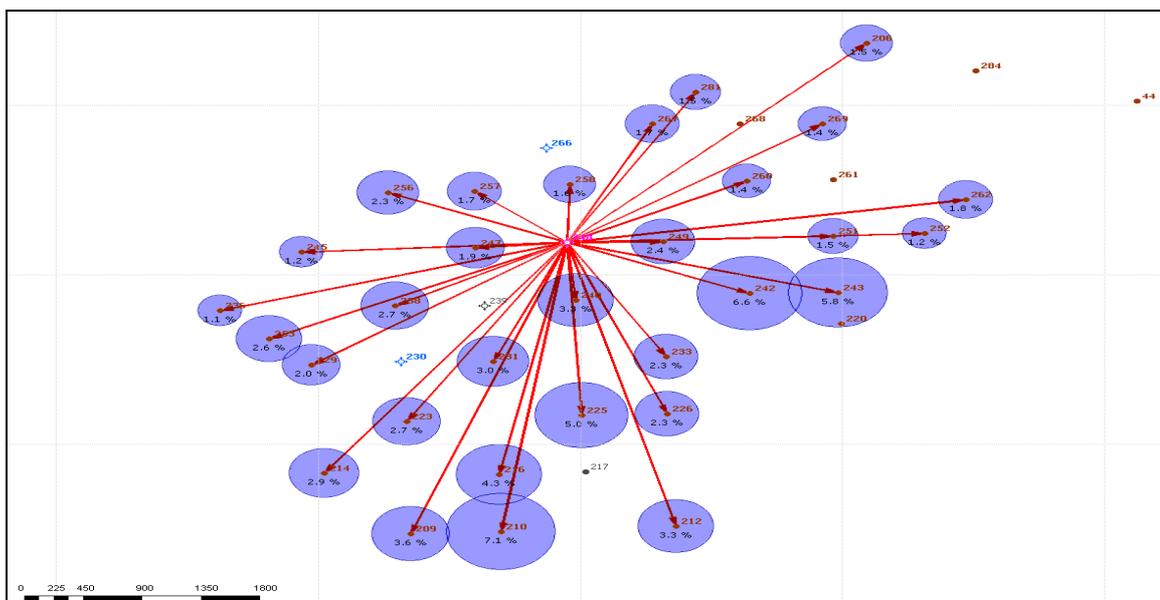


Рисунок В.10 - Доли влияния каналов скважин участка в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения

### Форма 18. Максимальные скорости первых порций скважин участка

На рисунке: *максимальные скорости первых порций скважин участка* отображается распределение максимальных скоростей первых порций индикатора по каждой реагирующей добывающей скважине на базе карты участка. Распределение скоростей, отнесенных к наибольшей скорости прихода порции, представлено в виде розы-диаграммы. Скорость отображается в виде луча к каждой скважине. Наибольшая скорость имеет луч максимальной длины. На рисунке В.11 приведен пример рисунка - *максимальные скорости скважин участка* для участка в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения

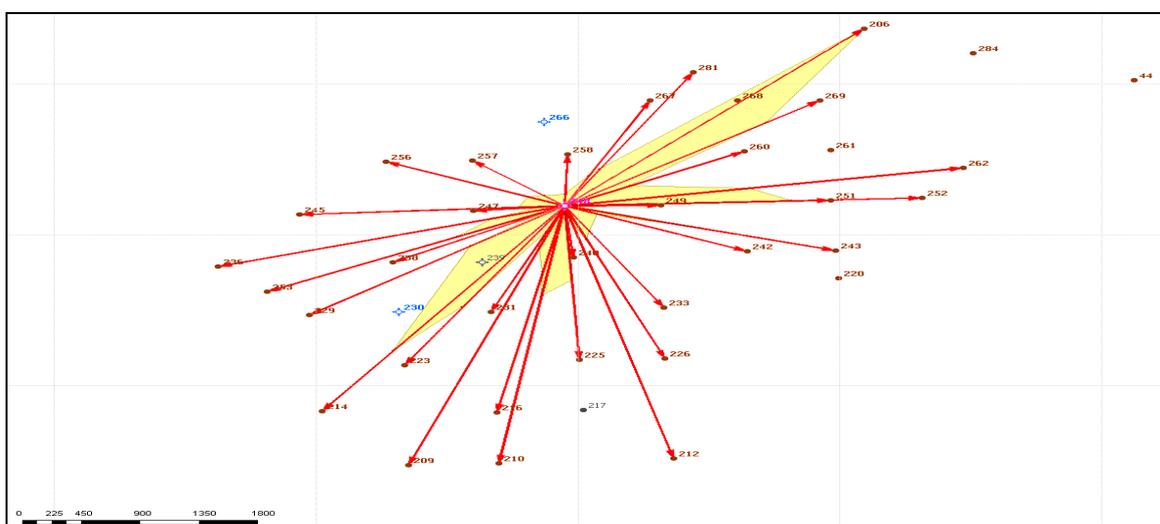


Рисунок В.11 - Максимальные скорости первых порций скважин участка в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения

## Форма 19. Скорости основной порции скважин участка

На рисунке: скорости основной порции скважин участка отображается распределение скоростей основных порций (порций соответствующих максимальной производительности каналов фильтрации) индикатора по каждой реагирующей добывающей скважине на базе карты участка. Распределение скоростей, отнесенных к наибольшей скорости прихода основной порции, представлено в виде розы-диаграммы. Скорость отображается в виде луча к каждой скважине. Наибольшая скорость прихода основной порции имеет луч максимальной длины.

На рисунке В.12 приведен пример рисунка - скорости основной порции скважин участка для участка в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения

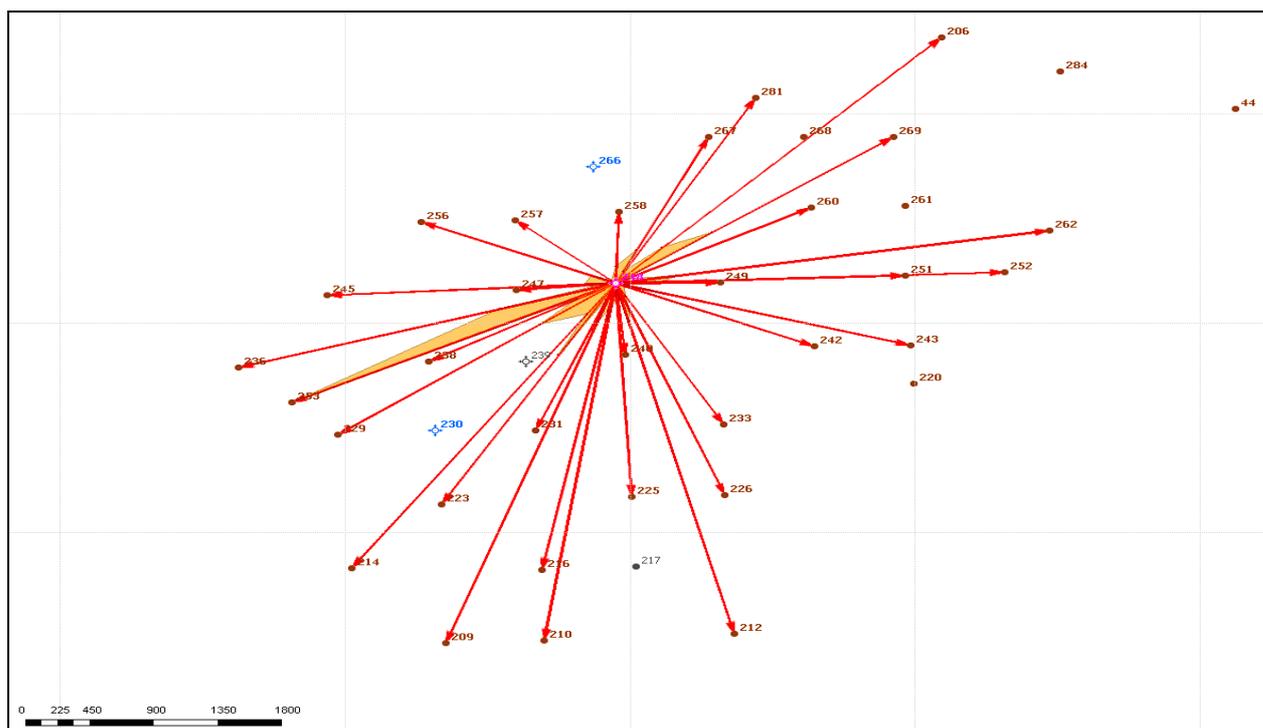


Рисунок В.12 - Скорости основных порций скважин участка в районе нагнетательной скважины 248 Южно-Хыльчуйского месторождения