

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
Пермский национальный исследовательский политехнический университет

На правах рукописи

ЛИГИНЬКОВА ЯНА СЕРГЕЕВНА

**РАЗРАБОТКА СТАТИСТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ  
ВЗАИМОСВЯЗИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН  
(НА ПРИМЕРЕ РЯДА МЕСТОРОЖДЕНИЙ)**

1.6.11. Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор геолого-минералогических наук,  
профессор Галкин Владислав Игнатьевич

Пермь, 2023

ВВЕДЕНИЕ .....	3
ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	9
1.1 Геологическое строение объектов исследования .....	9
1.2 Технологическое состояние исследуемых объектов разработки .....	23
1.3 Обоснование выбора объектов исследования .....	34
Вывод по главе 1: .....	40
ГЛАВА 2. ОБЗОР И АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ .....	42
Вывод по главе 2: .....	51
ГЛАВА 3. ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ПРОГНОЗА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ .....	53
3.1 Трассерные исследования Гагаринского месторождения .....	53
3.2 Трассерные исследования Опалихинского месторождения .....	59
3.3 Трассерные исследования Западно-Чатылькинского месторождения .....	65
3.4 Анализ полученных данных трассерных исследований. ....	68
3.5 Статистический анализ результатов трассерных исследований Гагаринского месторождения. ....	80
3.6 Статистический анализ результатов трассерных исследований Опалихинского месторождения. ....	88
3.7 Разработка обобщенной модели прогноза гидродинамической взаимосвязи добывающих и нагнетательных скважин по значениям коэффициентов корреляции ...	100
Вывод по главе 3: .....	142
ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА МЕТОДА УЧЕТА ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН ПРИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ .....	144
Выводы по главе 4 .....	153
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	155
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	157

## ВВЕДЕНИЕ

### ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

#### Актуальность темы:

Одной из приоритетных задач в области разработки нефтяных месторождений является увеличение извлечения нефти и наиболее полная выработка запасов углеводородов. Эта задача актуальна и для регионов, где преобладают зрелые месторождения на завершающих стадиях разработки, для которых характерны высокая обводненность продукции скважин и низкий темп отбора нефти, так и для более молодых залежей со сложным геологическим строением для выработки оптимальной стратегии разработки месторождения.

Наиболее сложной эта задача является для карбонатных коллекторов сложного строения, для которых характерно наличие пустотности разного типа. Данный вид коллекторов относят к трещинно-поровому типу, для которого характерны низкие значения проницаемости матричной части по сравнению с высокопроницаемыми трещинами. Сложнопостроенные карбонатные коллектора характеризуются невыдержанностью толщин и неоднородным строением по площади пласта, имея широкий диапазон значений проницаемости и пористости в пределах залежи. Чаще всего именно в коллекторах трещинного или трещинно-порового типов наблюдаются осложнения в процессе разработки. Для таких объектов характерны резкие темпы прорыва воды к добывающим скважинам, особенно при вводе в эксплуатацию систему поддержания пластового давления (ППД). Добывающие скважины быстро обводняются и выводятся из работы, в залежи остаются обширные зоны невыработанных запасов. К тому же высокая обводненность продукции скважин минерализованной водой негативно сказывается на надежности погружного оборудования в виду повышенной коррозии оборудования и требует дополнительных методов и высоких финансовых затрат на ингибиторную защиту или применение коррозионностойкого оборудования.

Важной задачей на таких объектах является понимание фильтрационных процессов внутри пласта, что позволяет определить причину обводнения скважины, степень гидродинамической связи между добывающей и нагнетательными скважинами. На связь добывающих и нагнетательных скважин влияет большое количество параметров, таких как проницаемость в межскважинной зоне, наличие зон замещений или экранов, дополнительно для карбонатных коллекторов важную роль играют параметры трещиноватости пласта.

Для определения движения потоков закачиваемого агента в пласте применяют метод прямых исследований – индикаторные (трассерные) исследования, основанный на закачке меченого вещества в исследуемый пласт с последующим отбором проб и определением индикаторов в добывающих скважинах. Такой метод является прямым способом определения взаимосвязи между скважинами, а также позволяет определить степень влияния скважин в очаге. Среди различных существующих видов промысловых исследований, трассерный метод, на сегодняшний день, является одним из наиболее информативных с точки зрения контроля над процессом заводнения. Однако данный способ является не только трудозатратным, но и дорогостоящим. Определение геологических параметров и показателей разработки, влияющих на распределение закачиваемой воды в пласт, позволит определять и учитывать такие характеристики без увеличения использования дорогостоящих исследований на обширных территориях. Благодаря учету фильтрационных процессов и направлений возможно не только повышение нефтеотдачи пластов-коллекторов, но и продление жизненного цикла месторождений.

#### **Степень разработанности темы исследования:**

Анализу процесса фильтрации многофазного потока посвящено множество научных работ отечественных и иностранных ученых и специалистов. Основные принципы движения флюида в пористых средах были описаны Tiab D. (1993), Donaldson Erl Ch. (2000), Митрофанова В.П.

(2003). Исследованию влияния естественной трещиноватости на процесс разработки пластов описали в своей работе Warren J.E. и Root P.J в 1963 году, Golf-Rakht T.D. в 1986 году. Влияние поровой структуры пустотного пространства на движение воды описаны в работах Shen R., Lei X.

Многие авторы для оценки взаимовлияния между скважинами использовали статистические методы. В работах Пономаревой И.Н., Васильева В.В., Фадеева А.П. были разработаны методики для определения наличия гидродинамической связи и степени взаимовлияния на основании прямых исследований и применения инструментов математического моделирования. В работах Чумакова Г.Н., Щипанова А.А. и Метта Д.А. был предложен подход к гидродинамическому моделированию трещинных коллекторов.

**Цель исследования:** разработка методики определения направления фильтрационных потоков в сложнопостроенных нефтяных залежах.

**Задачи исследования:**

1. Определение параметров работы пласта, влияющих на распределение фильтрационных потоков.
2. Статистическая оценка влияния геологических параметров и показателей разработки на направление фильтрационных потоков от нагнетательной скважины внутри пласта.
3. Построение многомерных статистических моделей для определения фильтрационных потоков внутри пласта.
4. Повышение качества адаптации геолого-гидродинамической модели с помощью учета направления фильтрационных потоков.

**Методика исследований** основана на применении статистического анализа данных, в результате которого были определены параметры, влияющие на распределение закачиваемой воды внутри коллектора в разных геологических условиях, а также степень их влияния. В процессе проведения исследования также использовались методы определения трещиноватости Уоррена-Рута, методы производной и касательной, ПО Saphir. Полученные

характеристики были использованы для создания объемного куба проницаемости и фильтрационной модели пласта в ПО Tempest More 2020.4 (ROXAR).

**Научная новизна:**

1. На основании комплексного анализа данных трассерных, промысловых и гидродинамических исследований были разработаны математические модели для определения направления фильтрационных потоков.

2. На основе полученных математических моделей был построен модифицированный куб проницаемости, применение которого в геолого-гидродинамической модели позволило улучшить качество адаптации.

**Практическая ценность работы:**

1. Созданы математические модели распределения фильтрационных потоков, которые позволили оценить распределение закачиваемой воды в очаге.

2. На основании полученных математических моделей был создан модифицированный куб проницаемости, учитывающий распределение воды от нагнетательной скважины к добывающим, который повысил качество адаптации модели.

3. Возможность повышения качества адаптации ГД-моделей на основе полуколичественного подхода к оценке распределения фильтрационных потоков по скважинным данным на основе характеристик коллекторов и их ФЕС и показателей работы скважин.

**Объектом исследования** являются сложнопостроенные продуктивные коллектора Опалихинского, Гагаринского и Западно-Чатылькинского нефтяных месторождений.

**Предметом исследования** является распределение фильтрационных потоков от нагнетательной скважины и его влияние на воспроизведение истории разработки по результатам гидродинамического моделирования.

### **Положения, выносимые на защиту:**

1. Совокупность показателей, определяющих распределение закачиваемой воды в пределах объектов разработки в сложнопостроенных коллекторах.
2. Многомерные статистические модели прогноза распределения фильтрационных потоков в пласте.
3. Способ использования разработанных многомерных моделей прогноза распределения фильтрационных потоков при построении уточненной геолого-гидродинамической модели пласта.

### **Соответствие диссертации паспорту научной специальности.**

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 1.6.11. «Геология, поиски, разведка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», а именно п.3: Геологическое обеспечение разработки нефтяных и газовых месторождений.

### **Апробация работы.**

Основные положения и результаты исследования докладывались на Конкурсе молодых работников ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" на лучшую научно-техническую разработку 2019 года, на XXIV Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне (г. Томск), в рамках XII Всероссийской конференции "Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых" в 2019 году (г. Пермь), а также в рамках XV Всероссийская конференция "Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых" в 2022 году (г. Пермь).

### **Публикации:**

По теме диссертации опубликовано 6 печатные работы, в том числе 3 статьи в изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации.

**Фактический материал:**

Для данной исследовательской работы были использованы следующие материалы:

1. Геолого-физические параметры исследуемых объектов.
2. Фактические показатели работы добывающих и нагнетательных скважин.
3. Результаты интерпретации геофизических исследований скважин.
4. Данные гидродинамических исследований
5. Данные трассерных исследований
6. Геологические и геолого-гидродинамические модели исследуемых пластов.

**Структура и объем диссертационной работы:**

Диссертационная работа состоит из введения, 4 глав, заключения, библиографического списка, включающего 113 наименований. Материал диссертации изложен на 171 странице, включает 22 таблицы, 54 рисунка.

# ГЛАВА 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

## 1.1 Геологическое строение объектов исследования

### *Гагаринское месторождение*

В административном отношении Гагаринское месторождение нефти расположено в Красновишерском районе Пермского края (рис.1.1). От краевого центра г. Перми удалено в северном направлении на расстоянии 470 км, от г. Красновишерска – южнее на 30 км.

Связь с краевым центром осуществляется круглогодично по трассе регионального значения Пермь-Березники-Соликамск-Красновишерск, в летний период по рекам Кама и Вишера, а также по железной дороге Пермь-Соликамск.

Населенных пунктов в районе работ нет, расположены они по долинам рек. Наиболее крупные из них: Мысья, Верх-Язьва, Цепел, Бычина и Яборова.

Ближайшими разрабатываемыми газонефтяными месторождениями являются: Гежское, Кисловское, Озерное, Мысьинское и Маговское.

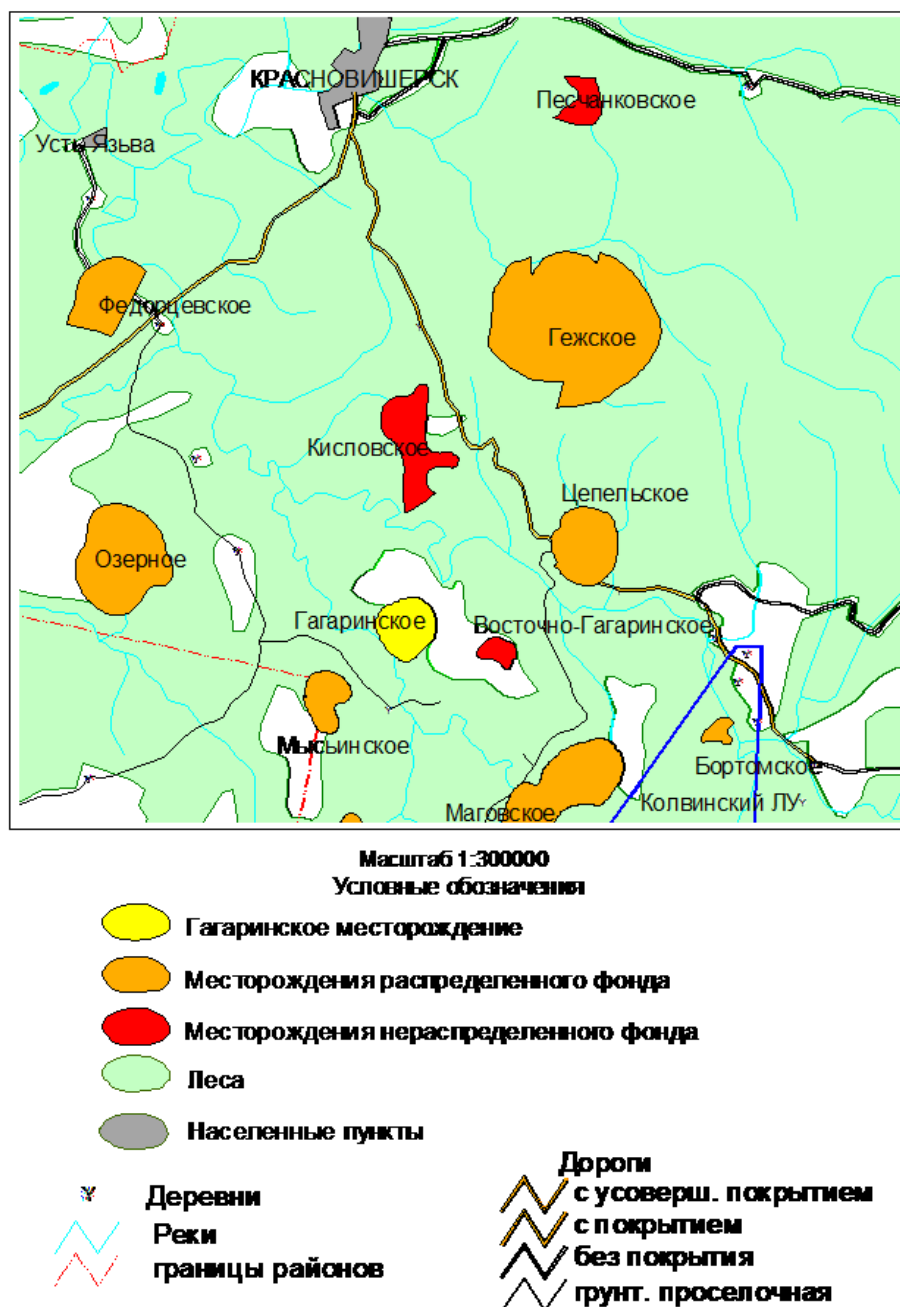


Рис. 1.1 Выкопировка из обзорной карты Пермского края

Геологический разрез Гагаринского месторождения изучен по данным структурных, параметрических, поисковых и разведочных скважин, от вендских до четвертичных отложений, является типичным для северной части Соликамской депрессии. Осадочный чехол, представленный протерозойским и палеозойским комплексами пород, залегает на размытой поверхности фундамента.

Согласно тектоническому районированию кристаллический фундамент залегает на глубинах порядка 7 км, погружаясь в восточном направлении в

сторону Южно-Тиманской впадины. Осадочный чехол слагают верхнепротерозойские и палеозойские отложения, с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на размытой поверхности фундамента. Верхнепротерозойская толща представлена рифейским и вендским комплексами.

В тектоническом отношении Гагаринское месторождение приурочено к одноименной структуре III порядка, расположенной в северо-восточной части Соликамской депрессии в районе северной оконечности Березниковского палеоплато внутренней зоны ККСП. В пределах Гагаринского массива открыты залежи нефти в верхних частях собственно рифовых построек (пласт Фм) и в ловушках структур облекания рифов (пласты Бш и См).

Гагаринское месторождение нефти расположено в пределах зоны нефтегазонакопления северной части восточного борта Камско-Кинельской системы впадин в Красновишерском нефтегазоносном районе.

В результате проведения поисково-разведочного и эксплуатационного бурения в разрезе Гагаринского месторождения промышленная нефтеносность установлена в нижнепермских (пласт См), верхневизейско-башкирских (пласт Бш) и верхнедевонско-турнейских (пласт Фм) карбонатных отложениях. Объектом исследования для данного месторождения является фаменский ярус.

На Гагаринском месторождении залежь нефти пласта Фм приурочена к рифовому массиву. Водонефтяной контакт принят на абсолютной отметке минус 1880 м, по нижнему отверстию перфорации с учетом проницаемого прослоя в скважине № 71. Залежь массивного типа, общая толщина пласта в пределах контура ВНК варьирует от 41,5 до 132,2 м, составляет в среднем 108,3 м. Эффективная толщина пласта изменяется от 1,4 до 30,2 м, нефтенасыщенная от 1,3 до 25 м. В пределах нефтяной части выделяется до 29 проницаемых прослоев толщиной от 0,2 до 4,0 м.

Коллекторами являются известняки сгустково- и комковато-детритовые, комковатые, реже биоморфные разности, неравномерно кавернозно-пористые. В скважинах №№ 401, 419, 424 – известняки интенсивно выщелоченные с зонами палеокарста (закарстованность развита в виде пронизывающих породу вертикальных извилистых узких зон). По данным микроописаний, породы-коллекторы сложены детритовым, комковатым, сгустковым материалом, содержатся обломки карбонатных пород песчаной и гравийной размерности разной формы и разной окатанности.

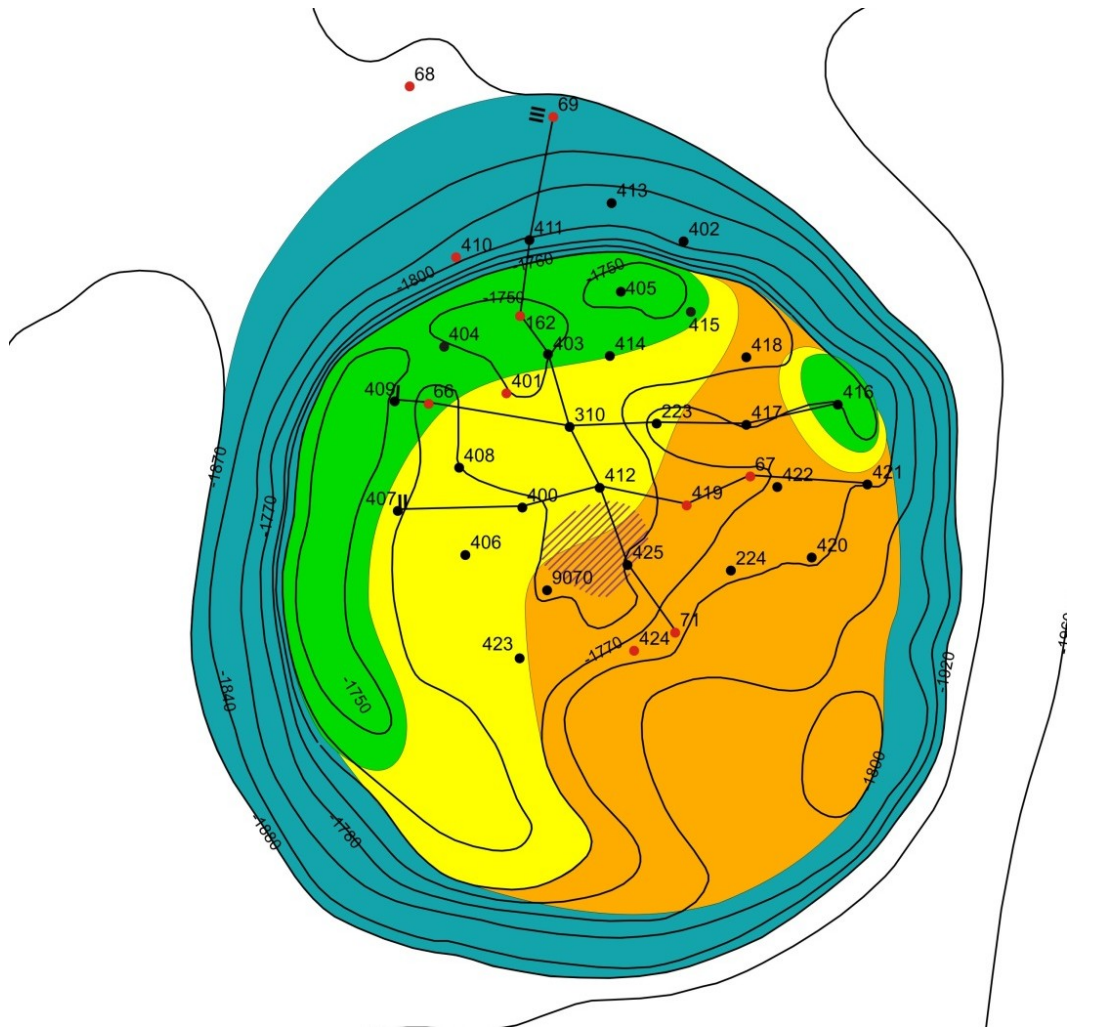
Тип цементации поровый, неполно-поровый, участками порово-базальный и крустификационные корочки. Отмечается слабая доломитизация в цементе и по органике (1 – 3 %). Развита трещиноватость, наблюдаются прямолинейные и извилистые тонкие разнонаправленные трещины, промазанные битумом, нефтяные, редко кальцитовые и залеченные сульфатами; наблюдаются также стилолиты.

Поры (преобладают межформенные) размером от 0,03 до 0,65 – 0,8 мм и каверны – 1,0 – 4,5 мм (макро- – до 2,0 – 2,5 см) от редких до придающих породе кавернозно-пористый облик, часто с битумным заполнением. Средневзвешенные по толщине проницаемых прослоев (по данным ГИС) значения пористости и проницаемости для нефтенасыщенной части пласта получены равными 12,3 % по 69 и  $91,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> по 66 определениям, освещенная толщина 16,0 м.

Для определения характеристик данной залежи в 2011 году был выполнен литолого-фациальный анализ, в котором были выделены особенности строения продуктивной толщи.

Фациальная типизация пород происходила на основании послыного описания керна и петрографического изучения шлифов. Литолого-фациальные исследования имеющегося керна позволили установить, что разрез фаменского яруса представлен отложениями рифогенного комплекса в составе фаций биогермного ядра, верхней и нижней частей тылового шлейфа

рифа, отмелей морского мелководья. В турнейском ярусе выявлены образования склонового типа и надрифового мелководья. На основе схематичных литолого-фациальных карт по циклитам была построена схематичная литолого-фациальная карта на всю толщу продуктивных фаменских отложений Гагаринского месторождения (рис.1.2).



Условные обозначения:




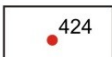



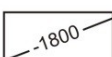

	- фациальная зона рифового гребня		- скважина
	- фациальная зона верхней части тылового шлейфа рифа		- скважина с отбором керна
	- фациальная зона нижней части тылового шлейфа рифа		- линии профилей
	- фациальная зона рифового склона		- изогипсы отражающего горизонта 2p
	- зона возможного распространения фации биогермного ядра или надрифовой отмели		

Рис.1.2 Схематичная литолого-фациальная карта верхнедевонских продуктивных отложений Гагаринского месторождения

Гагаринское месторождение имеет типичное строение для рифовых массивов верхнедевонско-турнейского палеошельфа. Здесь можно выделить четыре фациальные зоны, характеризующие развитие органогенно-карбонатной постройки: биогермное ядро (рифовый гребень), верхняя и нижняя часть тылового шлейфа рифа, склон рифа.

Приподнятая часть месторождения соответствует рифовому гребню, который располагался во внешней наиболее гидродинамически активной зоне рифа и опоясывал риф с западной стороны. Рифовый гребень сложен преимущественно водорослевыми и биогермными известняками, а также заполнителем между ними. Заполнитель состоит из органогенно-обломочного, мелкокомковатого, детритового, шламового и пелитоморфного карбонатного материала.

Внутренняя зона зарифового мелководья, находящаяся за рифовым гребнем, подразделяется на верхнюю и нижнюю часть рифового шлейфа. Образование рифового шлейфа происходило за счет разрушения волнами рифового гребня, отложения представляют собой продукты его разрушения. Верхняя часть шлейфа образуется непосредственно за рифовым гребнем, и представлена преимущественно сгустково-детритовыми и комковатыми, кавернозно-пористыми, часто интенсивно закарстованными известняками (скв. 401). Во внутренней наиболее спокойной части рифа, в основном, обитали некоторые фораминиферы, отдельные виды брахиопод, остракоды, гастроподы и др.

Свойства пластовых флюидов на месторождении изучали регулярно с 1989 по 2011 гг. За этот период глубинные и устьевые пробы нефти отобрали из всех продуктивных пластов.

В пределах залежи плотность разгазированной нефти меняется от 815 до 829 кг/м<sup>3</sup>, вязкость – от 3,68 до 4,56 мПа\*с. Содержание смол колеблется от 5,08 до 9,47%, парафина – от 3,18 до 6,93%, серы – от 0,20 до 0,73 %. В

целом по залежи нефть легкая ( $821 \text{ кг/м}^3$ ), маловязкая ( $4,16 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ), малосмолистая ( $6,67 \%$ ), парафинистая ( $4,58 \%$ ), малосернистая ( $0,41 \%$ ).

В составе газа, выделенного из нефти методами дифференциального и контактного дегазирования, доминирует метан ( $59,63$  и  $54,70 \%$ ) и его гомологи ( $37,94$  и  $43,15 \%$ ). На долю азота приходится  $2,13$  и  $1,95 \%$ . Сероводород не обнаружен. Газ классифицируется как малометановый, низкоазотный, высокожирный.

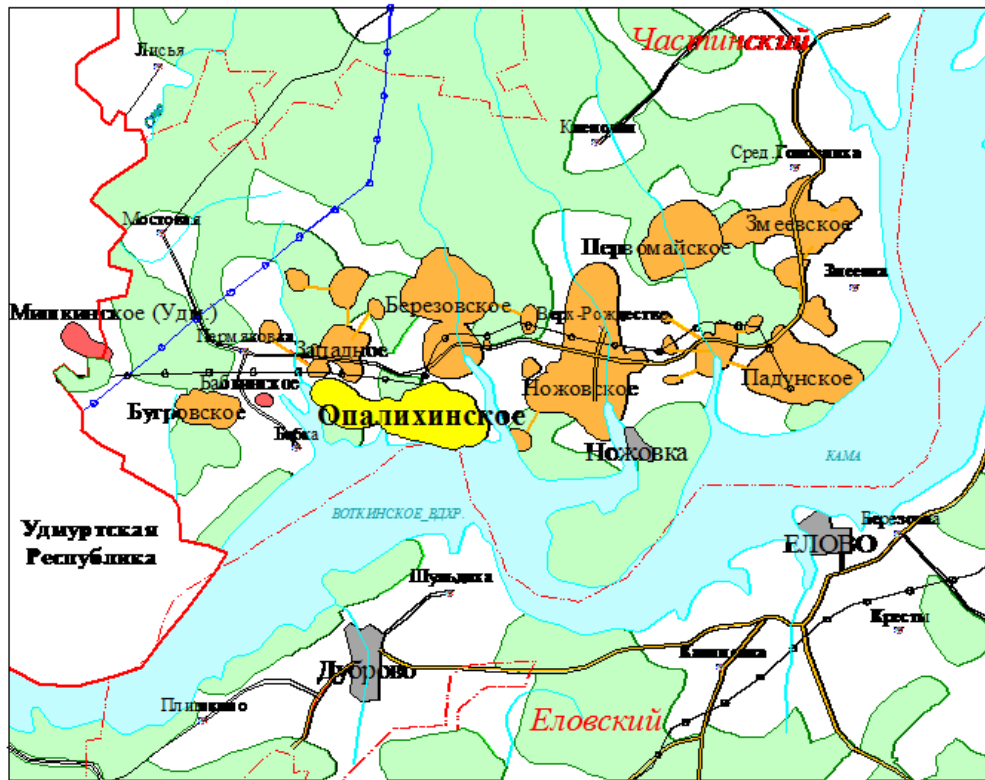
#### *Опалихинское месторождение*

В административном отношении Опалихинское месторождение расположено в юго-западной части Пермского края, в Частинском районе, в  $25 \text{ км}$  юго-западнее районного центра с. Частые и в  $140 \text{ км}$  от краевого центра г. Перми (рис.1.3).

Ближайшими населенными пунктами являются сёла Бабка, Ножовка и деревни Западная, Бугры, Опалиха, Змеевка, Березники, Рябчатка.

В непосредственной близости с Опалихинским месторождением находятся Западное, Березовское, Первомайское, Змеевское, Падунское, Ножовское и Бугровское месторождения нефти.

Разработку Опалихинского месторождения осуществляет ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ".



Масштаб 1:250000  
 2,5 0 2,5 5 7,5 10 км

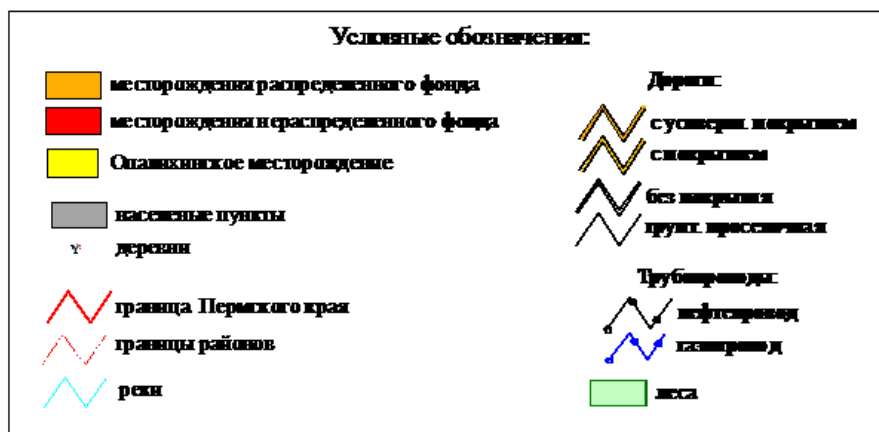


Рис. 1.3 Выкопировка из обзорной карты Пермского края

В основу расчленения геологического разреза Опатихинского месторождения положена Унифицированная стратиграфическая схема Русской платформы, утвержденная в 1988 г. с учетом внесенных поправок в 1990 г. (каменноугольная система) и 2005 г. (пермская система).

Максимальная толщина геологического разреза на месторождении (2298 м) вскрыта скважиной № 6, пробуренной до вендских отложений. Другие разведочные скважины пробурены до фаменских отложений.

Вскрытый геологический разрез представлен породами вендской, девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной систем.

Опалихинское месторождение входит в Ножовскую группу поднятий, приуроченную к Ножовскому выступу – структуре облекания рифового массива верхнедевонского возраста. Выступ расположен на территории Верхнекамской впадины и представляет собой наложенную структуру второго порядка, относящуюся к сооружениям тектоно-седиментационного генезиса. По отложениям нижнего карбона приурочен к северной внешней прибортовой зоне Камско-Кинельской системы прогибов.

По отношению к Камско-Кинельской системе прогибов (ККСП) площадь расположена в зоне развития краевых позднедевонских рифовых построек, образующих систему гряд субширотного простирания. Прослежено 3-4 извилистые субпараллельные рифовые гряды, стоящие друг от друга на расстоянии 1-2 км.

По материалам сейсморазведки поверхность кристаллического фундамента залегает на глубине от 7 до 11 км и разбита тектоническими нарушениями. На размытой поверхности фундамента с угловым и стратиграфическим несогласием залегает осадочный чехол, представленный верхнепротерозойскими и палеозойскими отложениями. Верхнепротерозойская толща представлена рифейским и вендским комплексами.

Структурные планы отложений нижнего и среднего карбона преимущественно совпадают при незначительном сокращении амплитуды поднятий вверх по разрезу. Тектонические процессы, происходящие в этом регионе, оказали большое влияние на глубинное строение месторождения. Выше по разрезу морфология месторождения изменялась под воздействием эрозионно-седиментационных процессов.

На месторождении выделяется 3 купола: Опалихинское поднятие (центральная часть), Западное поднятие и Западно-Опалихинское поднятие.

На Опалихинском месторождении промышленно нефтеносны: верхнедевонско-турнейский карбонатный (пласт Т), визейский терригенный (пласты Бб, Тл2) и верхневизейско-башкирский карбонатный (пласт Бш) нефтегазоносные комплексы. Объектом исследования является турнейский пласт.

В карбонатных отложениях турнейского яруса в результате детальной корреляции выделено три продуктивные пачки: Т1-2, Т1-1, Т0, объединённые в один подсчётный объект - пласт Т. Литологически пласт представлен органогенными известняками средней крепости, мелкокавернознопористыми, с многочисленными глинистыми микропрослойками и частым переслаиванием проницаемых прослоев с плотными, редко доломитами.

Залежь нефти пласта Т, приуроченная к Опалихинскому, Западно-Опалихинскому и Западному куполам, пластово-массивная. Общая толщина пласта изменяется от 25,8 до 35,2 м, составляя в среднем 28,3 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,4 до 20 м (в среднем 9 м). По пласту прослеживается от 3 до 24 проницаемых пропластков толщиной от 0,2 до 7,5 м.

Пласты турнейского яруса Т1-2, Т1-1, Т0 сложены карбонатными породами - известняками, редко доломитами. Большая часть известняков имеет сгустковую комковатую структуру, меньшая – детритово-органогенную, органогенную и детритовую. Цемент кальцитовый, участками доломитовый (2-15 %). Тип цементации смешанный: контактный, поровый, крустификационный и регенерационный. Поры межформенные типа выщелачивания, размером 0,05-0,25 мм, сообщаются с помощью межформенных каналцев раскрытостью 0,001-0,03 мм. В коллекторах с несколько ухудшенными коллекторскими свойствами наряду с межформенными имеются седиментационные внутриформенные поры.

Коллекторские свойства изучались по керну, методами геофизических и промыслово-гидродинамических исследований скважин. Лучшими коллекторами являются стустковые, органогенные (водорослевые, фораминиферовые, криноидные), реже комковатые известняки. Коллекторские свойства изучались по керну, методами геофизических и промыслово-гидродинамических исследований скважин.

Изучение свойств пластовых флюидов проводили, в основном, в период разведки месторождения в 1966-1968 гг. Всего проанализировано 21 глубинная проба нефти и 18 поверхностных качественных проб.

Нефтяной газ высокоазотный (80,55 %), низкометановый (8,83 %). По содержанию гомологов метана (9,48 %) он относится к классу полужирных. Сероводород в его составе не обнаружен (<0,01 %).

По усредненным данным нефть турнейского горизонта битуминозная (920 кг/м<sup>3</sup>), высоковязкая (189,84 мПа·с), высокосмолистая (26,16 % смол и 4,98 % асфальтенов), высокосернистая (2,98 %), парафинистая (3,18 %). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С составил 34,0 %.

#### *Западно-Чатылькинское месторождение*

В административном отношении Западно-Чатылькинское месторождение находится на территории Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. Объекты инфраструктуры и постоянная дорожная сеть в районе отсутствуют. Дорожная сеть на площади работ представлена сетью зимников и межпромысловых дорог. Ближайшим к участку населенным пунктом является поселок Толька Пуровского района (рис.1.4).

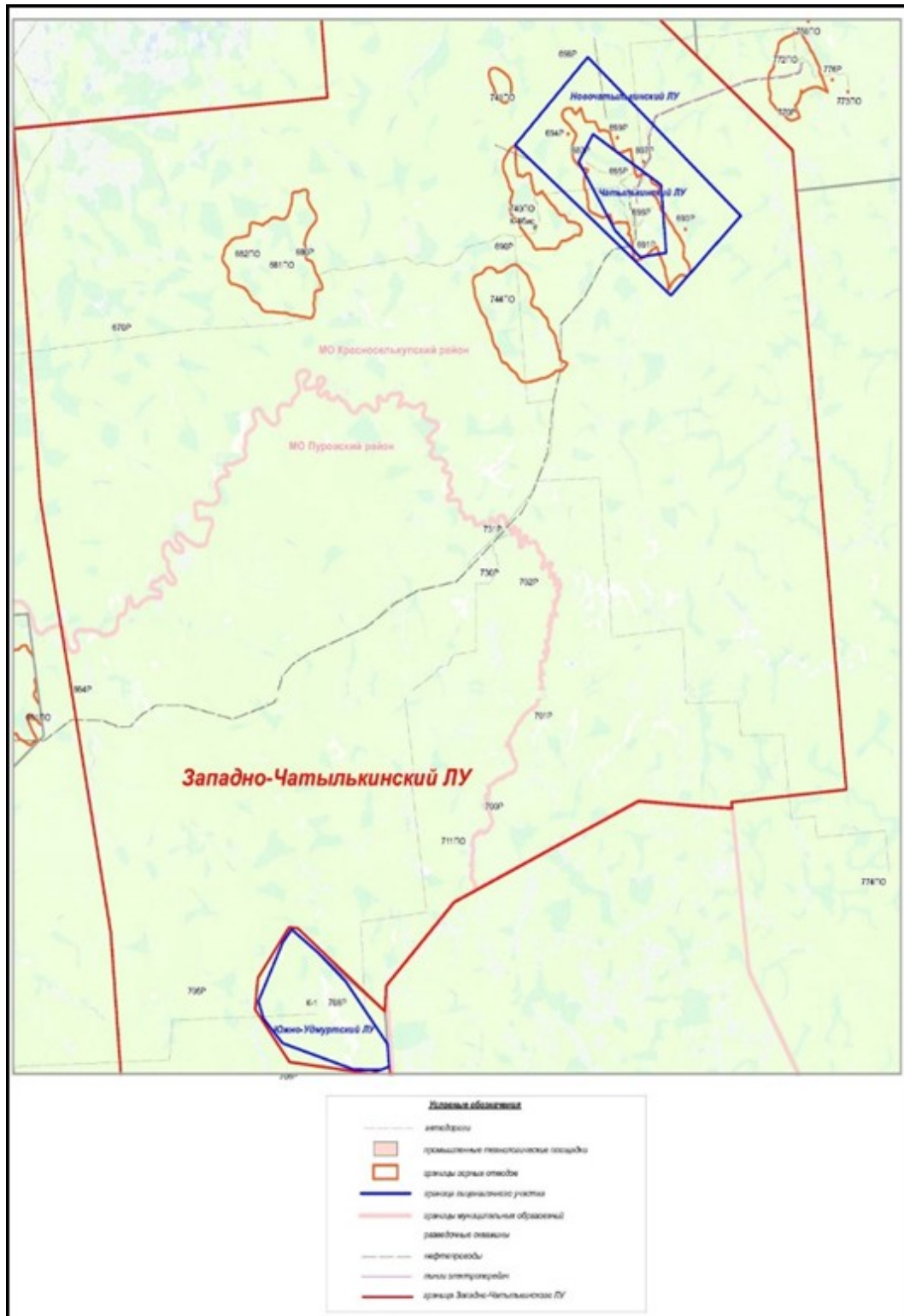


Рис. 1.4 Выкопировка из обзорной карты

В географическом отношении Западно-Чатылькинское месторождение расположено в северо-восточной части Западно-Сибирской равнины, в южной части Пурской низменности и представляет собой пологоволнистую равнину.

Характерной чертой района является наличие вечной мерзлоты. В современных условиях многолетнемерзлые породы (ММП) охватывают незначительную часть площади месторождения. Развиты они в пределах безлесных, слабо защищенных от зимнего выхолаживания снежным покровом участках. Глубина залегания подошвы верхнего слоя ММП в районе работ составляет 15-20 м. Залегание слоя реликтовой мерзлоты приурочено здесь к интервалу глубин 100-180 м. Нижняя граница вечной мерзлоты достигает глубин 250 м, деятельный слой составляет 0,7- 3 м.

Согласно тектонической карте мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла (Бочкарёв В.С. и др., 1990 г.) Северо- и Западно-Чатылькинские купола расположены в зоне сочленения Толькинской впадины и Северо-Сибирской моноклинали и приурочены к структурам III порядка – северному борту Чатылькинского и центральной части Западно-Чатылькинского локальных поднятий, соответственно. Характерной особенностью геологического строения осадочного чехла и кровли доюрского основания на Западно-Чатылькинской площади является широкое развитие тектонических нарушений, имеющих очевидно сдвиговую природу. Преобладающее направление нарушений северо-северо-западное. В то же время встречаются и разломы северо-восточного направления.

Согласно «Схеме нефтегазогеологического районирования Западно - Сибирской нефтегазоносной провинции», площадь работ расположена в пределах Бахилковского нефтегазоносного района (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО). Нефтегазоносность Васюганской НГО связана с широким возрастным диапазоном. Залежи, выявленные в пределах этой области, преимущественно приурочены к юрским и меловым нефтегазоносным комплексам.

Верхнеюрский НГК стратиграфически приурочен к отложениям сиговской и яновстанской свитам, которые включают в себя изучаемую группу пластов СГ1-СГ3. Отложения верхнеюрского НГК представлены

чередованием пластов коллекторов и глинистых пачек, являющихся надежными покрышками.

В пласте СГ1-СГ3 выделены пять залежей, приуроченные к четырем куполам, изучаемый объект - Текто-Чатылькинский купол (район скв.740ПО). Данная залежь разрабатывается с 2016 года. Залежь массивная, тектонически ограниченная, размеры 7,7×2,7 км, высота – 37,9 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 11,8 м.

По данным керна пласт СГ1-СГ3 представлен переслаиванием песчаников карбонатными разностями, алевролитов и глин. В целом для данных пород характерен преобладающий размер зёрен от 0,03 до 0,35 мм, содержание алевроитовой фракции изменяется от 15 до 40 %. Максимальные размеры зёрен не превышают 0,6 мм. Сортировка материала хорошая, зёрна полуокатанные, полуугловатые, изометричные, окатанные. По минералогическому составу породы аркозовые и полимиктовые, содержание кварца в них 27,3-57,0 %, полевых шпатов – 14-60,7%, обломков пород 3,8-23 %, слюды от 2 до 9,5 %. Цемент глинистый, реже - карбонатный. По разрезу скважин, как и по пласту, преобладают коллекторы четвертого класса проницаемости. Коллекторы приурочены преимущественно к песчаным разностям.

Песчаники средне-мелкозернистые, в ряде случаев алевроитистые или алевроитовые, с глинистым цементом, с незначительной примесью карбонатных компонентов. Форма обломков обычно полуугловатая или полуокатанная, с элементами коррозионной и регенерационной, средний размер варьирует от 0,2 до 0,35 мм. Структура псаммитовая, алевропсаммитовая, степень отсортированности обломочного материала средняя. Микротекстура неоднородная, поскольку отмечается слабая ориентировка лейст слюд, обломков углефицированной органики (частично пиритизированных), удлинённых обломочных зёрен, скоплений глинистого

цемента, микролинз аллотигенного глинистого материала в одном направлении.

В целом проницаемость изменяется в большом диапазоне, для коллекторов: от 0,2 до  $377 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, средняя  $81,5 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Пористость варьирует от 11,0 до 23,4%, средняя 18,3%.

По осредненным результатам исследований нефть пласта СГ1-2 с незначительной вязкостью (вязкость разгазированной нефти при 20°С равна 5,61 мПа×с), малосернистая (массовое содержание серы 0,26 %), особо легкая (плотность при 20°С – 829 кг/м<sup>3</sup>), смолистая, парафиновая (2,57 % масс.), объемный выход светлых фракций составил 49 %.

По групповому углеводородному составу нефть является преимущественно нафтеново-ароматическо-метановой. Дистиллят ее содержит 57,23 % метановых углеводородов, 24,91 % ароматических и 17,87 % нафтеновых. Содержание углеводородов на нефть составляет: метановых – 30,90 %; ароматических – 13,45 %; нафтеновых – 9,65 %.

## **1.2 Технологическое состояние исследуемых объектов разработки**

### *Гагаринское месторождение*

Фаменский объект Гагаринского месторождения введен в разработку в 1993 году. Разрабатывается на основании документа «Технологический проект разработки Гагаринского месторождения», выполненного в 2020 году.

Фаменская залежь введена в разработку в ноябре 1993 г. разведочной скважиной № 9070. Скважина вступила в работу фонтанным способом. По состоянию на 01.01.2019 г. объект находится на третьей стадии разработки.

Период 1993-2007 гг. характеризуется незначительными темпами разработки за счет естественной энергии пласта, малым количеством добывающих скважин (до 8 скважин на конец периода). Вода в продукции появилась в 1999 г. и составила 4,1 %.

В период 1993-1996 гг. отмечается увеличение годовых уровней добычи. Все скважины в этот период давали безводную нефть. В течение последующих трех лет наблюдается снижение годовых уровней добычи

нефти до 21,5 тыс.т., что в первую очередь связано со снижением среднегодового дебита нефти с 71,7 т/сут до 28,9 т/сут. В 2000 г. при неизменном фонде добывающих скважин и снижении среднегодового дебита нефти отмечается рост добычи нефти, что связано с увеличением времени работы скважин. В течение следующих двух лет тенденция роста годовых уровней добычи нефти сохраняется, вследствие бурения трех добывающих скважин №№ 310, 402, 403. Начиная с 2003 г., вновь отмечается снижение годовых уровней добычи нефти до 25,9 тыс.т. (период 2003 – 2006 гг.).

Период 2007 - 2010 гг. характеризуется интенсивным нарастанием годовой добычи нефти вследствие активного разбуривания залежи и организации системы поддержания пластового давления. За это время пробурена 21 добывающая скважина. Все скважины вступили в работу механизированным способом. В дальнейшем бурение было приостановлено по причине отсутствия лицензии на юго-западную часть залежи.

Добыча нефти в 2010 г. составила 84,6 тыс. т при фонде добывающих скважин – 24 ед., нагнетательных – 7 ед. В 2011 г. наблюдается снижение уровня добычи нефти и увеличение обводненности, происходящее на фоне неизменившегося действующего фонда скважин. Снижение производительности скважин связано с низким пластовым давлением. Увеличение обводненности, главным образом, связано с прорывом воды в скважинах №№ 412, 424 после проведения ГРП.

Добыча нефти достигла максимального уровня в 2012 г. и составила 107,2 тыс.т (3,6 % от НИЗ). Данный факт обусловлен большим объемом геолого-технических мероприятий, проведенных в период 2010-2012 гг., в частности, гидроразрыва пласта. С 2013 г., несмотря на возобновление эксплуатационного бурения в 2014 и 2015 гг., вновь прослеживается снижение добычи. В 2016-2018 гг. тенденция снижения отборов нефти сохраняется. Уменьшение темпов отбора вызвано, в основном, снижением пластового давления и, как следствие, дебитов скважин, как переходящих, так и вновь введенных. Кроме того, наблюдается рост обводненности.

Закачка воды начата в 2006 году переводом под нагнетание двух добывающих скважин № 71 и № 402. Освоение системы ППД продолжилось в период 2008 - 2016 гг. бурением нагнетательных скважин и переводом скважин из числа добывающих. В настоящее время девять скважин числятся в действующем нагнетательном фонде (скв. №№ 71, 223, 401, 402, 406, 421, 426, 428, 436). Скважины №№ 410, 411 остановлены после непродолжительной эксплуатации, в связи с низкой приемистостью. После освоения на объекте системы поддержания пластового давления, объемы нагнетания практически ежегодно увеличивались и в 2015 г. достигли своего максимума: 122,6 тыс.м<sup>3</sup>. С 2016 г. объемы закачки снижены с целью ограничения роста обводненности добываемой продукции.

Можно сказать, что заметного влияния от системы ППД на объекте не прослеживается. Среди причин можно выделить запоздалую организацию закачки (нагнетательные скважины появились уже после того, как пластовое давление снизилось); неравномерный охват залежи заводнением (в юго-западной и северо-западной частях объекта отсутствуют очаги нагнетания); низкую приемистость по ряду нагнетательных скважин (№№ 401, 406, 426, 428, 430), обусловленную ухудшенными коллекторскими, а также неравномерное распределение объемов закачиваемого агента по разрезу, обусловленное значительной послойной и зональной неоднородностью ФЕС пласта Фм и наличием трещиноватости (отмечается приемистость интервалов, не выделяемых по ГИС как коллектор).

По состоянию на 01.01.2022 ожидаемый накопленный отбор нефти равен 1391,8 тыс.т нефти (53,1 % от НИЗ), жидкости – 1803,6 тыс.т. Текущий КИН составляет 0,227. С начала разработки в продуктивную толщу закачано 1268,8 тыс.м<sup>3</sup> воды с накопленной компенсацией отборов жидкости 45,7 %. График разработки фаменского объекта Гагаринского месторождения представлен на рисунке 1.5.

На дату анализа на объекте пробурено 41 скважина. Добывающий фонд состоит из 26 действующих скважин, одна – наблюдательная и три –

ликвидированные. Нагнетательный фонд состоит из 10 действующих скважин.

Большая часть скважин (35 % фонда) добывает продукцию с обводненностью менее 10 %, что обусловлено ограниченностью гидродинамической связи по пласту. В то же время скважины, имеющие связь с зоной закачки и законтурной областью, характеризуются высоким темпом роста обводненности продукции, что обусловлено неравномерным продвижением фронта вытеснения вследствие значительной неоднородностью ФЕС пласта. Распределение скважин по обводненности продукции на 01.01.2022 приведено в таблице 1.1:

Таблица 1.1. Распределение скважин по обводненности продукции

Обводненность, %	до 10	10-50	от 50 до 70	от 70 до 80	более 80	Кол-во действ. доб. скважин
кол-во	8	6	4	2	5	25
%	32,0	24,0	16,0	8,0	20,0	100

По динамике дебитов нефти/жидкости эксплуатационные скважины можно разделить на две группы.

- с резким падением дебита;
- дебит нефти снижается плавно или не изменяется.

Скважины, отнесенные к первой группе, расположены в фациальных зонах верхней и нижней части тылового шлейфа, стабильной производительностью характеризуется зона рифового гребня. Распределение скважин по фактическому дебиту нефти и жидкости приведено в таблице 1.2.

Таблица 1.2 Распределение скважин по фактическому дебиту нефти  
и жидкости

Дебит, т/сут	до 5	от 5 до 10	от 10 до 20	от 20 до 30	Кол-во действ. доб. скважин

по нефти					
кол-во	16	6	2	1	25
%	64,0	24,0	8,0	4,0	100
по жидкости					
Дебит, т/сут	до 5	от 5 до 20	от 20 до 30	от 50 до 65	
кол-во	12	7	4	2	25
%	48,0	28,0	16,0	8,0	100

При анализе энергетического состояния объекта Фм необходимо отметить, что начальное пластовое давление составило 20,7 МПа. Средневзвешенное пластовое давление по залежи по карте изобар на 01.07.2021 составляет 18,04 МПа

По данным ГДИ наблюдается отрицательная динамика пластового давления в зонах отбора в процессе эксплуатации. Следует отметить, что пластовое давление в районе большинства скважин ниже давления насыщения нефти газом. Снижение давления вызвано недостаточной компенсацией темпов отбора со стороны системы ППД и ее низкой эффективностью, обусловленной значительной неоднородностью ФЕС пласта. По данным ГДИ на 01.09.2021 среднее пластовое давление в областях отборов составляет 9,6 МПа, что ниже давления насыщения нефти газом (14,36 МПа).

#### *Опалихинское месторождение*

Опалихинское месторождение находится в эксплуатации с 1978 года. Действующим проектным документом является работа «Технологический проект разработки Опалихинского нефтяного месторождения», выполненная филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в 2014 году.

Эксплуатация залежи нефти турнейского пласта Опалихинского поднятия началась в сентябре 1978 г. скважиной № 409. Начальный дебит скважины составил 3,0 т/сут безводной фонтанной нефти. Интенсивное разбуривание и ввод новых скважин происходило в 1979 – 1982 гг. и было

завершено в 1988 г. Начальный дебит новых скважин составлял 0,7 – 6,0 т/сут безводной нефти. Фонтанная добыча продолжалась по отдельным скважинам до 6 лет с начала разработки. Добыча в настоящее время осуществляется механизированным способом.

Максимальный годовой уровень добычи был достигнут в 1983 году – 67,4 тыс. т при обводненности 11,4 % и фонде добывающих скважин 49 единиц.

После организации закачки в марте 1983 года растет обводненность добываемой продукции и, как следствие, отмечается снижение добычи. К 1987 году она составила 21,4 тыс. т.

С 1987 года наблюдается медленное увеличение добычи нефти, что является результатом ввода восьми новых нагнетательных скважин, и улучшение энергетических характеристик пласта в данный период. К 2007 году годовая добыча нефти достигла 64,8 тыс. т, добыча жидкости – 126,0 тыс. т при обводненности продукции 48,6 %.

Максимальное количество добывающих скважин (55 скважин) работало в 1997 г. Интенсивное выбытие скважин началось с 1998 г. Основные причины выбытия из эксплуатации – обводнение добываемой продукции и низкая продуктивность скважин. С 2009 по 2011 гг. действующий фонд скважин – на уровне 42 единиц.

С 2007 по 2015гг. добыча сохранялась приблизительно на одном уровне от 65-55тыс.т., однако в это время резко увеличился процент обводненности добываемой продукции с 37% до 72,6% в 2016г. С 2015 года и по настоящее время наблюдается увеличение годовой добычи и снижение обводненности. Годовая добыча в 2018г. составила 66,9 тыс.т., обводненность продукции 58%. Отбор от НИЗ составил 46,5%. Закачка рабочего агента в пласт 116,9 тыс. м<sup>3</sup> при средней приёмистости нагнетательных скважин 22,6 м<sup>3</sup>/сут .

По состоянию на 01.01.2022 г. объект находится на третьей стадии разработки. График разработки турнейского объекта Опалихинского месторождения представлен на рисунке 1.6. Всего пробурено 55 скважины, в

добывающем фонде находится 38 скважин, нагнетательный фонд составляет 17 скважин. Основная причина выбытия скважин с объекта – высокая обводненность продукции.

Всего по состоянию на 01.01.2022 г., с учетом уровней за 2021 год, накопленная добыча нефти составила 2119,6 тыс. т, жидкости – 4296,4 тыс. т. КИН составил 0,175 д.ед. при утвержденном 0,340 д.ед. Отбор от НИЗ – 51,5 %. С начала разработки в продуктивную толщу закачано 3755,4 тыс. м<sup>3</sup> воды, что компенсирует отбор жидкости на 85,2 %.

Распределение скважин по обводненности продукции на 01.01.2022 приведено в таблице 1.3:

Таблица 1.3. Распределение скважин по обводненности продукции

Обводненность, %	20-50	50-90	90-98
кол-во	13	26	2
%	31,7	63,4	4,9

Распределение скважин по фактическому дебиту нефти приведено в таблице 1.4.

Таблица 1.4 Распределение скважин по фактическому дебиту нефти

Дебит, т/сут	до 2	от 2 до 5	от 5 до 10	более 10	Кол-во действ. доб. скважин
по нефти					
кол-во	11	16	12	2	41
%	56,8	39	29	5,2	100

Начальное пластовое давление на объекте составляет 16,55 МПа. Средневзвешенное пластовое давление по залежи согласно карте изобар на 01.01.2022 г. равно 13,68 МПа.

По результатам ГДИ, проведенных в скважинах турнейского пласта за период с 2011 по 2022 гг., наблюдается снижение пластового давления по ряду добывающих скважин. По скважинам №№ 451, 455 по результатам КВУ

отмечается пластовое давление ниже давления насыщения. Данные скважины являются окружением нагнетательной скважины № 450, в которой кроме турнейского пласта вскрыт перфорацией нефтяной пласт Бб.

По результатам проведенного анализа энергетического состояния в целом по залежи наблюдается большой разброс замеров давлений. По ряду скважин отмечается снижение пластового давления ниже давления насыщения. Характер снижения пластового давления в начальный период разработки залежи указывает на слабую или недостаточную гидродинамическую связь нефтяной части пласта с законтурной областью.

#### *Западно-Чатылькинское месторождение*

Текто-Чатылькинский купол Западно-Чатылькинское месторождения разрабатывается с 2016 года, введена в разработку поисково-оценочной скважиной №740ПО. В результате исследования пласта СГ1-2 в интервале 3097-3114 м получен фонтанирующий приток нефти и газа, на штуцере 12 мм. Дебит нефти составил 226,4 м<sup>3</sup>/сут, дебит газа – 15,8 тыс. м<sup>3</sup>/сут при  $\Delta P$  78,44 атм.

На данный момент происходит разбуривание пластов СГ 1-3 и СГ 5-7 в данном районе. Форма и размеры залежи уточняются по результатам бурения новых скважин.

Начальное пластовое давление на данном куполе оценивается на уровне 276,4 МПа. Выработка запасов с начала эксплуатации сопровождалась высокими отборами жидкости и нефти.

Система ППД введена в 2018 году, на данный момент на Текто-Чатылькинском куполе 10 нагнетательных скважин. К началу формирования системы ППД пластовое давление снизилось до уровня 234,7 атм, что ниже первоначального на 41,7 атм. На сегодняшний момент система ППД сформирована не до конца, идет наращивание объемов закачки.

Залежь на объекте введена в разработку в 2016 году, характеризуется самой высокой степенью выработки запасов нефти из всех разрабатываемых

куполов на объекте. В действующем фонде находятся 11 добывающих скважин и 10 нагнетательных скважин.

На сегодняшний момент отклонение по добыче нефти и жидкости находятся на уровне допустимого значения ( $\pm 25\%$ ). Отмечаются отклонения по уровню закачки воды, что обусловлено меньшей, чем запроектировано, приемистостью нагнетательных скважин. На месторождение продолжается формирование системы разработки.

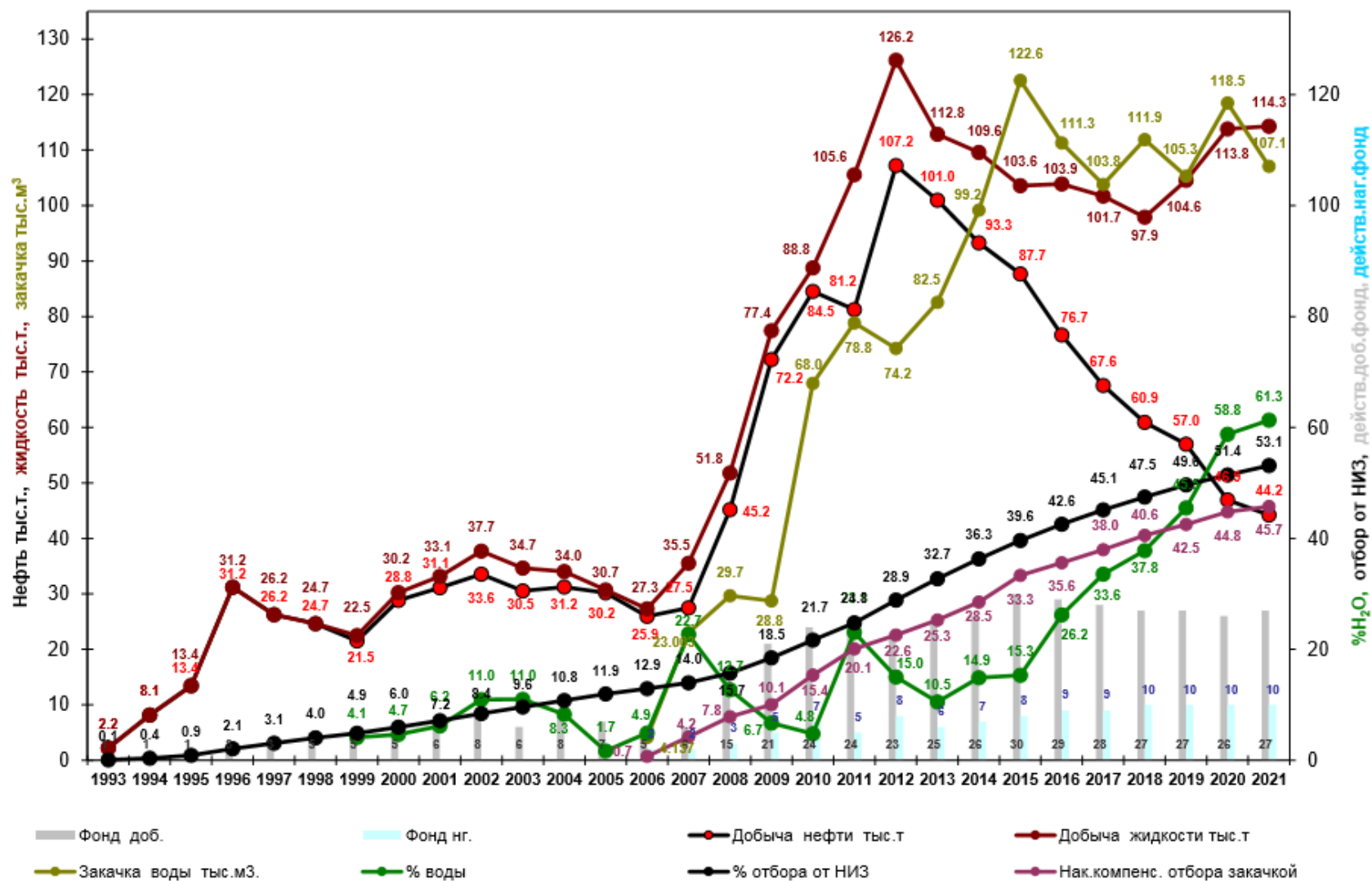


Рис. 1.5 График разработки фаменского объекта Гагаринского месторождения

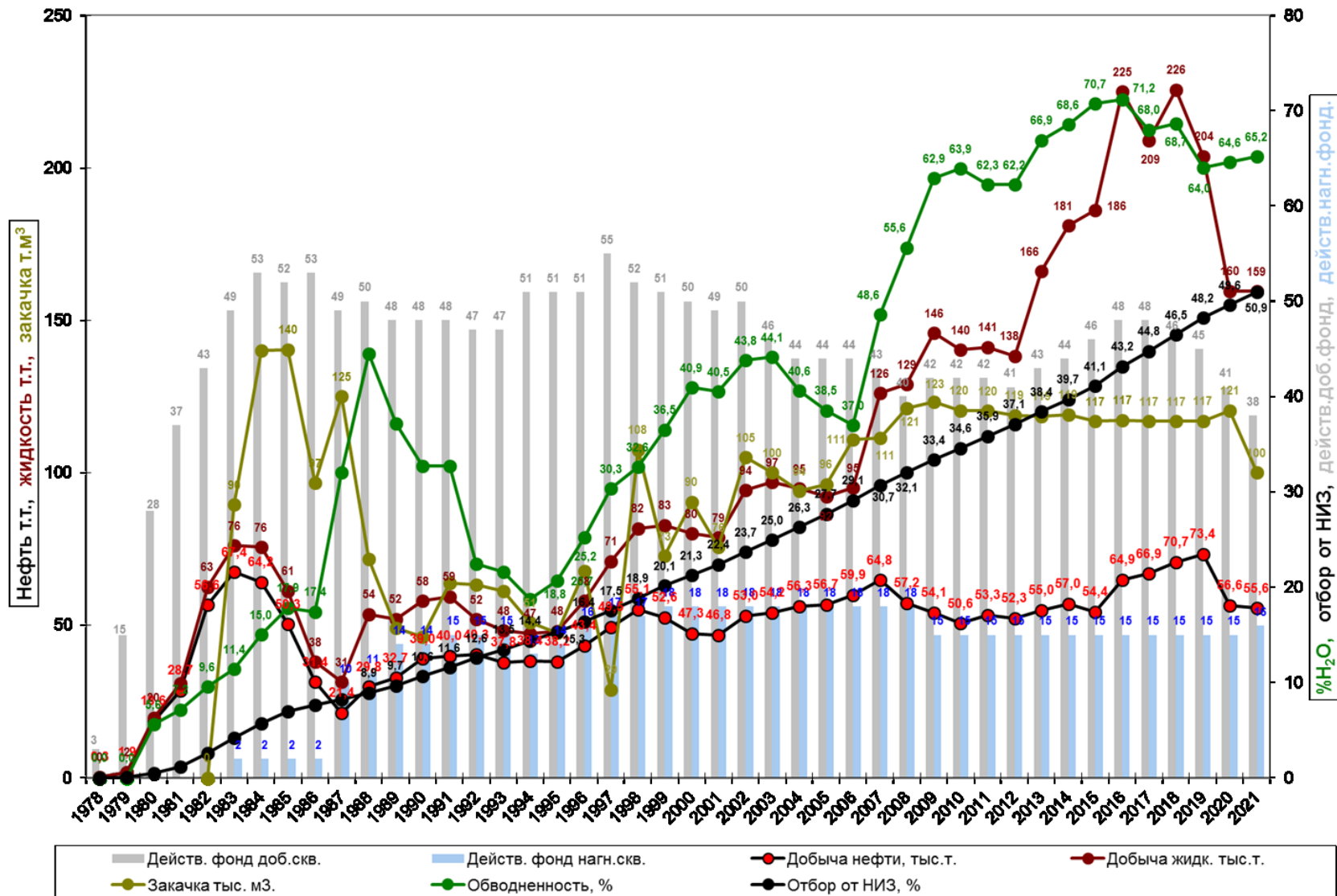


Рис. 1.6 График разработки турнейского объекта Опалихинского месторождения

### 1.3 Обоснование выбора объектов исследования

Определение причин обводнения скважинной продукции и возможность прогнозирования изменения обводненности в скважинах играет важную роль при планировании разработки месторождений, выборе наиболее эффективных методов контроля за разработкой, подборе геолого-технических мероприятий, подборе скважинного оборудования. Оценка предрасположенности скважины к более интенсивному обводнению (прорыву воды) позволяет рассчитывать риски не только изменения добычи нефти, времени безводной работы скважины, и время работы скважины до предела обводнения, но и риски связанные с процессами работы скважинного оборудования.

Основной риск связан с коррозией дорогостоящего глубинно-насосного оборудования. Проведенный анализ осложненного фонд скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» указывает на 17 % (377 скважин) случаев, где этот процесс происходит [55]. При этом по внутренним регламентам недропользователя добывающие скважины являются подверженными коррозии при обводненности продукции выше 60 %, минерализации пластовой воды выше 10 г/л, содержании в пластовой воде растворенного сероводорода более 10 мг/л, углекислого газа – более 40 мг/л и сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) – более 1 кл/мл. [55].

Таким образом, прогнозирование сроков начала обводнения и его динамики в гидродинамических моделях позволяет проводить более достоверные расчеты надежности эксплуатации скважинного оборудования и оценивать его наработку на отказ, что важно при расчете экономических показателей и рисков. Несмотря на косвенную оценку предрасположенности скважин к процессам коррозии оборудования, при наличии обширного фонда скважин и заключительных стадиях разработки залежей учет динамики обводнения позволит повысить безопасность эксплуатации оборудования и улучшить экономические показатели, путем более рационального подбора оборудования.

Для исследования характеристик фильтрационных потоков, процессов и параметров, влияющих на них, были выбраны несколько объектов. На всех объектах был проведен большой комплекс исследований, в частности все объекты участвовали в трассерных исследованиях. Выбранные объекты исследования характеризуются сложным строением пустотного пространства, различные по свойствам и геологическому строению [31,32,79-81].

Для Турнейских отложений Опалихинского месторождения характерно сложное строение коллектора: высоко расчленённая карбонатная залежь со сложным минералогическим составом, макро- и микронеоднородностью. Также процесс фильтрации флюида в пласте осложнен в связи с повышенной вязкостью пластовой нефти. В связи со сложностью корректировки процесса заводнения и образования высокопроводящих каналов от нагнетательных скважин к добывающим, высокая доля действующего фонда скважин работает с высоким процентом обводненности продукции [17,18,25]. Обводнение скважин на объекте носит неравномерный характер по мощности и простираию коллектора. Такой процесс характерен при высоком соотношении вязкости нефти и воды, а также при прорыве воды по высокопроницаемым каналам внутри пласта [82, 99,100]. На наличие и возможность появления таких каналов могут указывать геологические параметры пласта и параметры разработки [28,35,42,91]. Основной причиной вывода скважин в бездействие также является высокая обводненность продукции, что делает тему исследования актуальной для данной залежи.

Гагаринское месторождение находится в северной части и приурочено к северо-восточной части Соликамской депрессии, которая отличается наличием рифогенных массивов в верхнедевонском карбонатном комплексе. Особенностью данного месторождения является фациальное многообразие. На объекте можно выделить четыре фациальные зоны, характеризующие развитие органогенно-карбонатной постройки: биогермное ядро (рифовый гребень), верхняя и нижняя часть тылового шлейфа рифа, склон рифа. В

данном пласте полностью сформирована система заводнения согласно проекту, однако не наблюдается влияния системы ППД на добывающие скважины.

В ходе эксплуатации пласта СГ1-СГ3 Западно-Чатылькинского месторождения наблюдается снижение пластового давления, при наличии системы ППД и резкий прорыв воды к забоям добывающих скважин. Корреляции между изменением режима закачки и изменением обводненности продукции не наблюдается. Высокие темпы обводнения могут быть связаны не только с закачкой воды, но и с прорывом подстилающей воды к забоям скважин. Определение причин обводнения при помощи гидрохимического анализа невозможно, по причине закачки подтоварной воды в пласт. Для определения доли влияния системы ППД Западно-Чатылькинского месторождения на обводнение добывающих скважин в 2023 году были проведены трассерные исследования.

Обобщающим фактором для Гагаринского и Опалихинского месторождений стало сложное строение пустотного пространства породы коллектора, а именно – наличие трещиноватости, которое влияет на распределение воды в объеме коллектора [6,20,21,27,29,37].

В результате исследования кернового материала турнейского пласта Опалихинского месторождения были определены поры межформенные типа выщелачивания размером 0,05-0,25 мм, межформенные каналы раскрытостью 0,001-0,03 мм. В коллекторах с несколько ухудшенными коллекторскими свойствами наряду с межформенными имеются седиментационные внутриформенные поры. Микротрещиноватость отсутствует. Однако крупные трещины сложно проследить по образцам керна. Это в первую очередь связано с разламыванием керна по трещинам и качеством самих образцов, так как выявленные трещины могли образоваться при разбуривании [4,86]. Также стоит помнить, что полученная информация характеризует начальное состояние пласта, зачастую, не охваченного разработкой.

Результаты проведения ГДИ показывают, что проницаемость по гидродинамическим исследованиям по залежи выше, чем проницаемость, определенная по керну и петрофизическим зависимостям, заложенная в геологическую модель, что косвенно указывает на наличие высокопроницаемых трещин в породе [1,2,18,38].

О трещиноватости отложений фациальной зоны верхней части шлейфа можно судить только по описанию керна скв.№401. По керну отмечена трещиноватость двух видов:

- в плотных прослоях встречаются единичные наклонные, ровные и длинные трещинки тектонического генезиса, некоторые залечены кальцитом, частично раскрытые, нефтяные. Кроме того, встречаются тектонические трещинки частично раскрытые, нефтяные, развитые в кавернозных пачках, гаснущие – в пористых.

- очень тонкие, короткие, ровные и извилистые субвертикальные, закрытые трещины с битуминозным заполнением.

Для отложений нижней части шлейфа тоже характерно развитие трещиноватости. По описанию керна скв.№№ 424, 419 отмечены трещины двух видов:

- трещины субвертикальные и наклонные, очень тонкие, ровные, длинные, залеченные кальцитом, частично раскрытые, нефтяные;

- трещины очень тонкие, разнонаправленные, ветвящиеся, преимущественно залеченные кальцитом, частично раскрытые, нефтяные, вниз по слою гаснут.

Однако, площадь залежи недостаточно охвачена отбором кернового материала для определения распространения трещиноватого коллектора по залежи, к тому же из-за интенсивного процесса разработки трещины в районе дренирования скважины могут смыкаться [47,60].

О наличии трещиноватости можно косвенно судить по результатам обработки данных ГДИ с помощью ПО Saphir. Для таких скважин

использование модели пласта «PSS с двойной пористостью» дает самые приближенные к реальным замерам [111] (рис.1.7).

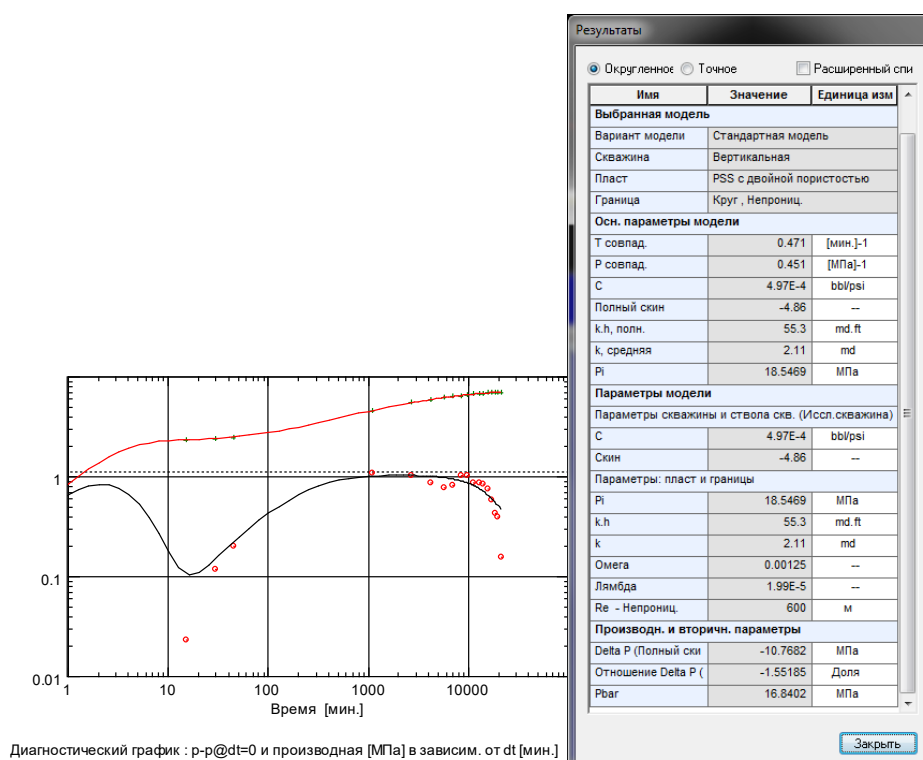


Рис.1.7 Пример расчета скважины в ПО Saphir

Также одним из способов установления наличия трещиноватости и ее оценки является использование модели Уоррена-Рута [9,23,76,103-106]. В данной модели трещиноватый пласт представляет одинаковые прямоугольные параллелепипеды, разделенные прямоугольной сетью трещин. Движение жидкости происходит по системе трещин. Для определения параметров трещин в коллекторе используют метод неустановившихся отборов [74,75,108]. При обработке данных кривых восстановления уровня (КВУ) или кривых восстановления давления (КВД) с помощью метода Уоррена-Рута строится зависимость изменения давления от логарифма времени. На наличие трещиноватости указывает наличие двух параллельных прямых и точки перегиба.

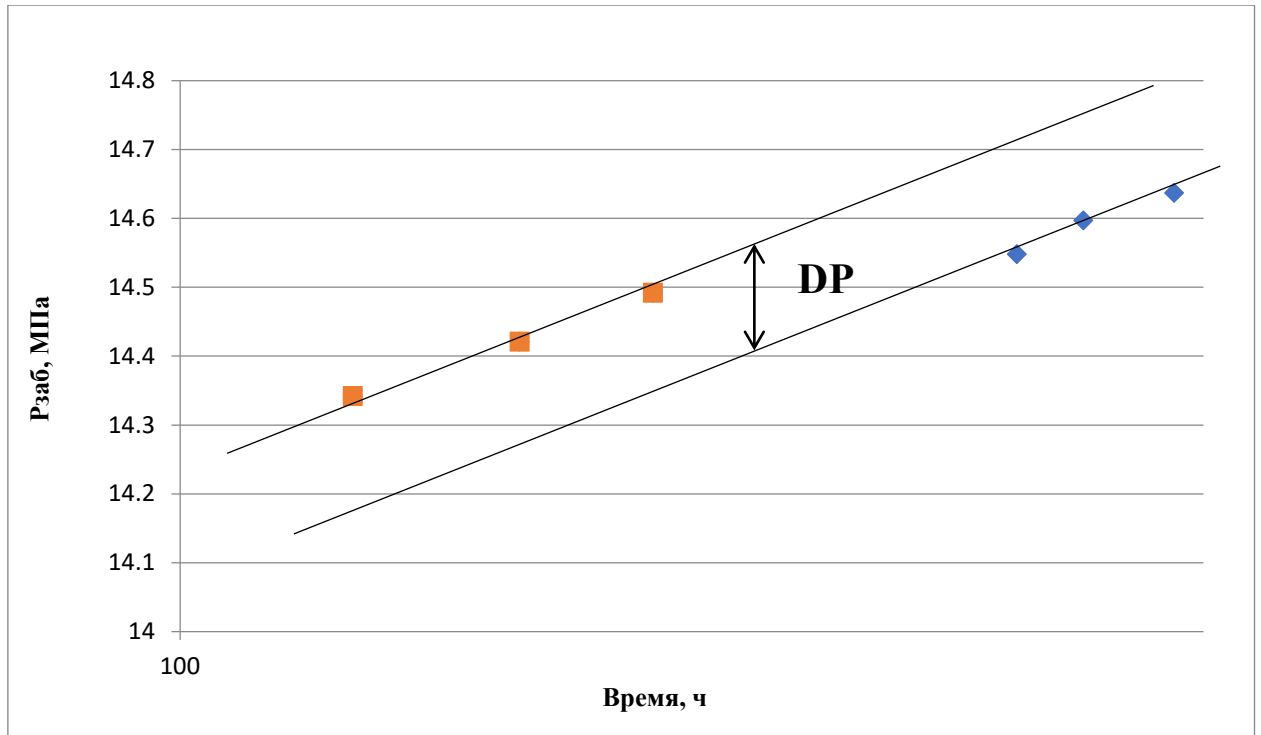


Рис.1.8 Интерпретация кривой КВД скважины №440 Опалихинского месторождения по методу Уоррена-Рута

На рисунке 1.8 представлена кривая восстановления давления скважины 440 Опалихинского месторождения. На графике можно выделить две прямые параллельные линии, что говорит о наличии трещиноватости в зоне дренирования скважины.

Средняя проницаемость пласта определяется по формуле:

$$K_{\text{ср}} = \frac{2,149 \cdot Q \cdot \mu \cdot b}{n \cdot h},$$

где  $Q$  – дебит скважины по жидкости до ее остановки ( $\text{м}^3/\text{сут}$ );

$\mu$  – вязкость нефти (сПз);

$b$  – объемный коэффициент нефти;

$n$  – угловой коэффициент прямолинейного участка на графике;

$h$  – эффективная толщина пласта (м).

По средней проницаемости пласта определяется проницаемость трещин:

$$K_{\text{т}} = \frac{K_{\text{ср}}^2}{K},$$

где  $K$  – проницаемость пласта, рассчитанная по ГДИ ( $\text{мкм}^2$ ).

Относительная емкость трещин:

$$\omega = 10^{-\frac{DP}{n}},$$

где DP - разность давлений между двумя параллельными прямыми (МПа).

Относительная емкость трещин означает долю трещиноватости в общем объеме порового пространства коллектора.

Раскрытость трещин определялась по формуле:

$$b_{тр} = \sqrt{\frac{K_{тр}}{33 \cdot \omega \cdot m}},$$

По предложенным формулам для оценки трещиноватости были рассчитаны проницаемость трещин, параметры раскрытости и доли трещиноватости (емкости трещин) для всех скважин Гагаринского и Опалихинского месторождений, участвующих в трассерных исследованиях.

### **Вывод по главе 1:**

1. На Опалихинском месторождении, расположенном в юго-западной части Пермского края, объектом исследования является турнейский карбонатный объект, характеризующийся сложным геологическим строением, высокой вязкостью нефти.

2. На Гагаринском месторождении, расположенном в пределах Соликамской депрессии в северной части Пермского края, объектом исследования является фаменский карбонатный объект, имеющий высокую степень неоднородности, высокую расчлененность по разрезу и фациальное многообразие пород-коллекторов.

3. На Западно-Чатылькинском месторождении, расположенном в Ямало-Ненецком автономном округе Тюменской области, объектом исследования стал пласт СГ1-3 верхнеюрских отложений с терригенным составом пород-коллекторов, массивным типом залежи.

4. Объекты Гагаринского и Опалихинского месторождений имеют сложное строение пустотного пространства породы коллектора,

обусловленное наличием трещиноватости в районах скважин, доказанная данными керна, гидродинамических исследований и с помощью косвенных методов.

5. На трех объектах был проведен широкий комплекс исследований для изучения пластов, в том числе трассерные исследования.

6. На всех изучаемых пластах наблюдается нехарактерная динамика обводненности, снижение давления при наличии закачки воды в пласт, отсутствие влияния системы поддержания пластового давления на работу добывающих скважин. Таким образом, на представленных объектах актуальна проблема определения направления фильтрации закачиваемой воды от нагнетательных скважин является актуальной. ввиду их сложного геологического строения и характеристики пустотного пространства.

## ГЛАВА 2. ОБЗОР И АНАЛИЗ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ МЕЖДУ СКВАЖИНАМИ

Определение наличия гидродинамической связи между скважинами является важной задачей при разработке нефтяных месторождений, особенно важно учитывать связь между нагнетательными и добывающими скважинами. При верном определении наличия и степени взаимовлияния между скважинами на объекте упрощается поиск источника обводнения добывающих скважин, работа с нагнетательным фондом, регулирования систем разработки [5,51,92,102,112]. Существует ряд способов определения взаимосвязи скважин на объекте:

1. Трассерный метод исследования
2. Гидропрослушивание
3. Промысловый анализ
4. Метод линий тока
5. Статистические методы

### *Трассерный метод исследования*

Один из наиболее широко применяемых методов контроля над разработкой – закачка трассера (индикатора) в пласт. Опыт проведения трассерного метода исследований широко освещен в публикациях [3,15,36,49,52,56,61,63,71,95,101].

Данный метод используется для решения широкого круга задач:

- установление гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами;
- определение количественного распределения объемов закачиваемой воды внутри пласта
- выявление наличия высокопроводящих фильтрационных каналов
- определение фильтрационных свойств зон, по которым происходит фильтрация меченого вещества;
- определение эффективности методов по выравнивания профиля притока (при проведении до и после мероприятия)

- составление рекомендаций по улучшению системы разработки

До начала трассерных исследований выбирают очаги нагнетательных скважин в зависимости от поставленных задач. Для подготовки к исследованию определяются геолого-геофизические параметры исследуемого объекта, параметры работы скважин, данные различных видов исследований на скважинах, карты отборов и корреляционные схемы, проводится анализ исходных данных.

Также тщательно подбираются индикаторы, которые должны удовлетворять следующим требованиям:

- хорошая растворимость в воде, закачиваемой на опытном участке, нерастворимость в других флюидах, насыщающих пласт;
- отсутствие сорбции на компонентах нефти и породы опытного участка с учетом погрешностей измерения концентрации (согласно методикам определения индикаторов);
- отсутствие взаимодействия с ранее закачанными индикаторами (роданид аммония и флуоресцеин натрия) с учетом погрешностей измерения концентрации (согласно методикам определения индикаторов);
- устойчивость физико-химических свойств в пластовых условиях с учетом погрешностей измерения концентрации (согласно методикам определения индикаторов);
- сохранение в течение длительного времени (года и более) физико-химических свойств (концентрации) в пластовых условиях;
- сохранение естественного потока в пласте и строгое следование вместе с гидродинамическим носителем;
- высокая точность и быстрота определения в широком диапазоне изменения концентрации, начиная с очень низких концентраций (согласно методикам определения);
- безопасность для персонала, проводящего исследования (согласно методикам определения).

Чаще всего в качестве индикаторов используются нитрат натрия, роданистый аммоний, карбамид, тиомочевина, флуоресцент после проведения лабораторных испытаний с моделированием пластовых условий и расчета необходимой массы закачиваемого индикатора [19,34].

Нитраты – соли азотной кислоты. Натриевая, калиевая, аммиачная селитры могут быть применены при исследованиях терригенных и карбонатных пород, при температуре до 250 С и давлении 100 МПа, насыщенных нефтями с различным содержанием смолисто-парафинистых компонентов и пластовыми водами минерализацией до 300кг/м<sup>3</sup> и рН в пределах 5-10.

Карбамид (мочевина) – может быть использован для изучения терригенных и карбонатных горных пород при температуре до 180 С. Он пригоден для коллекторов, насыщенных нефтями с различным содержанием смолисто-парафинистых компонентов и пластовыми водами минерализацией до 250 кг/м<sup>3</sup> и рН в пределах от 3 до 10.

Тиомочевина (тиокарбамид) - можно использовать в качестве индикатора для пластов, представленных терригенными и карбонатными горными породами при температуре до 200 С и давлении до 100 МПа для любых типов нефтей и пластовых вод минерализацией до 250 кг/м<sup>3</sup> в случае, если рН среды равно 5-10.

Флуоресцеин, флуорантрон, уранин, эозин, эритрозин — красители, дающие характерную зеленую полихроматическую светлую флуоресценцию. Флуоресцентные вещества применимы для объектов, насыщенных щелочными и нейтральными водами.

Согласно литературным данным нитрат натрия, карбамид, роданид аммония и флуоресцеин натрия хорошо растворяются в пресных водах. Растворимость при 20 С нитрата натрия составляет 46,7 %, карбамида – 52,1 %, роданида аммония – 63,0%. С увеличением температуры растворимость увеличивается.

После проведения подготовительных работ в скважину закачивается меченная жидкость в необходимой концентрации.

Отбор проб из добывающих скважин проводится согласно согласованной программе работ. В среднем продолжительность отбора проб составляет от 3 до 12 месяцев, с большей частотой в первые сутки после закачки индикатора с последующим снижением количества отбора проб. Пробы отбираются с устья скважины через стандартный пробоотборный кран объемом не менее 1 литра и направляются в специальные лаборатории, где проводится их анализ на содержание индикаторов.

После проведения исследования на объекте проводится обработка результатов с использованием специального программного комплекса и определяются основные показатели прихода трассера, фильтрационные свойства и другие параметры.

В процессе исследования фиксируют данные поступления индикатора в реагирующую скважину, определяют время прихода индикатора, период выноса, массу вынесенного индикатора и концентрацию в каждом образце. После обработки и анализа данных трассерных исследований получают большое количество производных параметров, в их числе: максимальные и минимальные скорости прихода индикатора, масса вынесенного индикатора, суммарный эффективный объем трубок тока; фактическая проницаемость трубок тока, суммарный дебит воды, вынесенный по трубкам тока, доля воды, поступающая по трубкам тока от общего объема добываемой воды, распределение фильтрационных потоков от нагнетательной скважины.

Все параметры определяются по каждому исследуемому очагу для каждой исследуемой нагнетательной скважины в отдельности. По результатам трассерного исследования строят графики поступления индикатора в реагирующую скважину, диаграммы распределения объемов каналов фильтрации по диапазонам проницаемости для каждой скважины, диаграмму распределения производительности каналов скважин для

исследуемого очага и розы-диаграммы различных параметров, для визуализации распределения параметров.

Преимуществом метода является его наглядность, способность определить большое количество параметров, технология процесса не требует изменения системы разработки или длительного простоя скважин. Также трассерные исследования межскважинного пространства могут выполняться на различных стадиях заводнения, начиная от поступления воды в добывающие скважины (при обводненности 5-15%) и до полного их обводнения.

Проведение трассерных исследований позволяет многократно повысить информативность промысловых данных о разработке исследуемых объектов.

#### *Гидропрослушивание*

Гидропрослушивание является одним из основных методов исследования скважин. Данный метод широко применяется для анализа разработки нефтяных месторождений [30,33,44,53-54,58,64,78]. Гидропрослушивание позволяет установить наличие гидродинамической связи. Метод заключается в создании возмущений в скважине (возмущающей) путем изменения режима работы или остановки с последующим наблюдением за изменением давления в другой скважине (реагирующей) (рис.2.1).

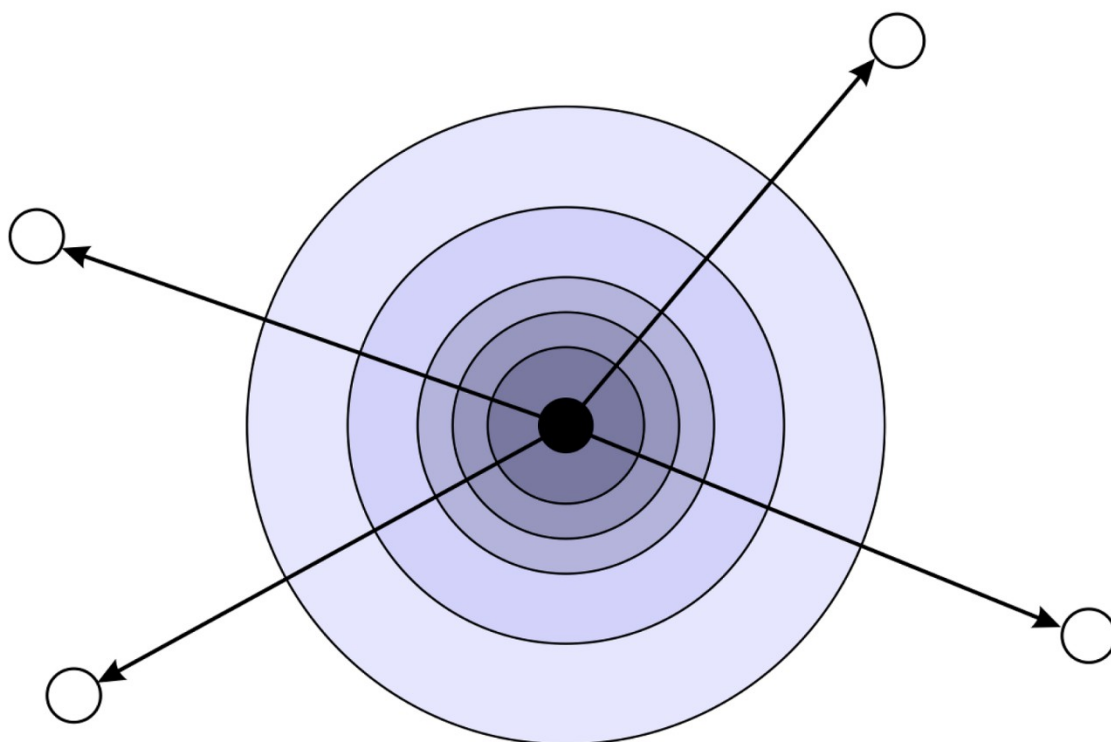


Рис.2.1 Схема возмущающей и реагирующих скважин

В реагирующей скважине устанавливаются высокочувствительные манометры для регистрации изменений давления в скважине. Гидропрослушивание можно подразделить на методы 1D и 2D. В первом случае в исследовании может участвовать несколько реагирующих скважин, однако возмущающей может быть только одна. При применении метода 2D возможно исследование нескольких добывающих скважин, что помогает определить не только основные параметры, но и площадную анизотропию. В результате исследования определяются:

- проницаемость, пьезопроводность в межскважинном пространстве.
- наличие или отсутствие сообщаемости между скважинами (в том числе наличие непроницаемых барьеров между скважинами)
- площадная анизотропия (при применении метода 2D).

Преимуществом метода является точность определения гидродинамически связанных скважин (при наличии качественных высокоточных приборов учета), а также наличие методов, позволяющих оценить степень влияния на реагирующие скважины. Однако требует больших финансовых затрат на установку приборов внутри скважины и в связи с остановкой работы реагирующей скважины.

#### *Промысловый анализ данных*

Самым простым (примитивным) способом определения взаимовлияния между скважинами является промысловый анализ. Данный тип исследования основан на определении реакции добывающих скважин при изменении режима работы соседних добывающих или нагнетательных скважин [45,50]. Данная методика схожа с принципом метода гидропрослушивания, однако не требует остановки работы скважин. Метод основан на фиксации изменений в режиме работы добывающих скважин после создания «возмущающего импульса». Чаще всего такой импульс может быть результатом остановки скважины (при текущем или капитальном ремонте скважин, а также для проведения исследований) или изменения режима ее работы (смена частоты, замена насоса).

Данный способ применяется в качестве экспресс-метода определения наличия взаимовлияния. Преимуществом такого способа является отсутствие специальных работ, а вследствие – затрат на проведение «исследования». Однако метод сложен в исполнении, ввиду необходимости наличия большого количества параметров работы соседних скважин (в том числе наличия телеметрической системы (ТМС) на скважине) для регистрации изменений в характере работы, а также не всегда может дать результаты в связи с «зашумлением» в процессе работы скважин. Также метод не позволяет определить степень взаимовлияния скважин друг на друга.

#### *Метод линий тока*

Данный метод предшествовал современным математическим моделям и использовался для ручного расчета двумерных систем вытеснения [62]. С

помощью моделей линий тока визуализируется структура потоков многофазной системы флюидов. При моделировании линий тока определяется поле давлений на сетке, далее строятся трубки тока создавая «транспортную сеть» для флюида, по которой идет перемещение жидкости и производится расчет скоростей фильтрации. Течение жидкости происходит по градиенту давления.

Последовательность основных действий при моделировании на базе метода линий тока (МЛТ) сводится к следующему: 1) решение дифференциального уравнения в частных производных (ДУЧП) для давления в новый момент времени с учетом заданных на основной сетке граничных условий и поля подвижности; 2) определение поля общих скоростей на основе закона Дарси; 3) трассировка линий тока; 4) решение одномерной транспортной задачи вдоль каждой линии тока; 5) отображение одномерных решений обратно на основную сетку

Существуют специализированные программы расчета линий тока. Многие авторы отмечают, что данная методика эффективна при расчете больших моделей со сложным строением, однако данная методика расчета громоздка, и учитывает не все геологические характеристики, а также их изменчивость.

#### *Статистические методы*

Математический анализ – широко применяемый аппарат для исследования процессов разработки [39,40,41,43]. Чаще всего для цели определения гидродинамической связи между скважинами используются методы парной корреляции Пирсена, ранговая корреляция Спирмена и Кенделла [48,70,72,83, 87,88,113].

#### Метод парной корреляции (Пирсена)

Характеризует тесноту линейной связи между выборками (признаками). По расположению точек на поле корреляции и коэффициенту корреляции можно судить о характере связи: прямая, обратная корреляция, линейная, нелинейная. Коэффициент корреляции вычисляется по формуле:

$$r(x, y) = \sum_{i=1}^n \frac{(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sigma(x)\sigma(y)},$$

где  $n$  — число наблюдений;

$x, y$  — наблюдаемые значения независимой случайной величины;  $\sigma$  - дисперсия

Метод Спирмена и метод Кенделла

Метод ранговой корреляции – непараметрический метод, определяющий статистическую связь между явлениями. Корреляция Спирмена применяется для определения тесноты связи двух выборок, где каждый параметр ранжируется от наименьшего показания к большему и определяется разницей между рангами. Коэффициент корреляции Спирмена определяется по формуле:

$$r_s = 1 - \frac{6 \sum d^2}{n(n^2 - 1)},$$

где  $d$  – разность между рангами сопряженных значений признаков,

$n$  – число парных наблюдений.

Коэффициент корреляции Кенделла – мера линейной связи между случайными величинами, также является ранговым и определяется как разность вероятностей совпадения в рангах. Также, как и в корреляции Спирмена может использоваться для определения степени взаимосвязи между добывающими и нагнетательными скважинами при использовании данных закачки, дебитов или давлений. Коэффициент ранговой корреляции Кенделла рассчитывается по формуле:

$$\tau = \frac{S}{0.5n(n - 1)},$$

где  $S$  – фактическая сумма рангов,

$n$  – число наблюдений.

Для непараметрических корреляций Спирмена и Кенделла выбросы оказывают меньшее влияние по сравнению с парной корреляцией Пирсона, так как используются ранги.

Таким образом для определения степени взаимовлияния исследуются признаки пары скважин (добывающей и нагнетательной). Такими параметрами для нагнетательной скважины может быть приемистость, давление закачки, для добывающей – дебит жидкости скважины, забойное давление. Для учета не мгновенного учета закачки часто используют смещение используемых в рамках исследования значений добывающей скважины относительно нагнетательной

Преимуществом статистических методов заключается в отсутствии необходимости проведения специальных исследований (и соответственно, затрат), так как используются имеющиеся данные и характеристики работы скважин. Однако методы также не являются прямыми и не всегда могут давать точную оценку степени взаимовлияния скважин.

Чаще всего на практике используют данные прямых методов исследования, таких как трассерные исследование или гидропрослушивание. Они дают наиболее полное представление о взаимосвязи и точнее косвенных методов. Однако полный комплекс исследований выполняется не всегда, ввиду немалой стоимости и экономических потерь в процессе остановки скважин. При отсутствии данных все чаще обращаются к другим методам, для которых достаточно данных с технологических режимов или обязательных исследований скважин. Также на практике возможно комплексирование подходов, в случае наличия прямых данных и их детальной обработки с помощью экспресс (не прямых) методов.

### **Вывод по главе 2:**

1. Существуют различные методики определения наличия взаимосвязи между скважинами и степени их влияния друг на друга. На ряду с прямыми исследованиями, существуют косвенные методы и экспресс методы оценки.

2. Наибольшей популярностью пользуется метод трассерных (индикаторных) исследований, который является прямым методом и заключается в закачке в нагнетательную скважину меченого вещества и его

определение в продукции скважин. Метод широко используется так как позволяет определить большое число параметров, характеризующих межскважинное пространство и каналы низкого сопротивления.

3. В ряде случаев возможно комплексирование нескольких методов, или использование прямых методов в качестве обучающей выборки для последующего применения других методов оценки.

## ГЛАВА 3. ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ТРАССЕРНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ПРОГНОЗА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СВЯЗИ

### 3.1 Трассерные исследования Гагаринского месторождения

Трассерные исследования по Гагаринскому месторождению проводились в апреле 2018 года. Для исследования были выделены 5 очагов нагнетания (по нагнетательным скважинам №№ 223, 71, 406, 402, 421) и 12 добывающих скважин (№№162, 400, 404, 405, 409, 411, 412, 416, 417, 432, 435, 420) в которых, в результате отбора проб, определялась степень влияния нагнетательных скважин на добывающие (рис.3.1). Исследования проводились в течение 6 месяцев с отбором индикатора в первые 3 суток – 3 раза в день, следующие 87 суток – 1 раз в день, последующий период – 3 пробы в неделю.

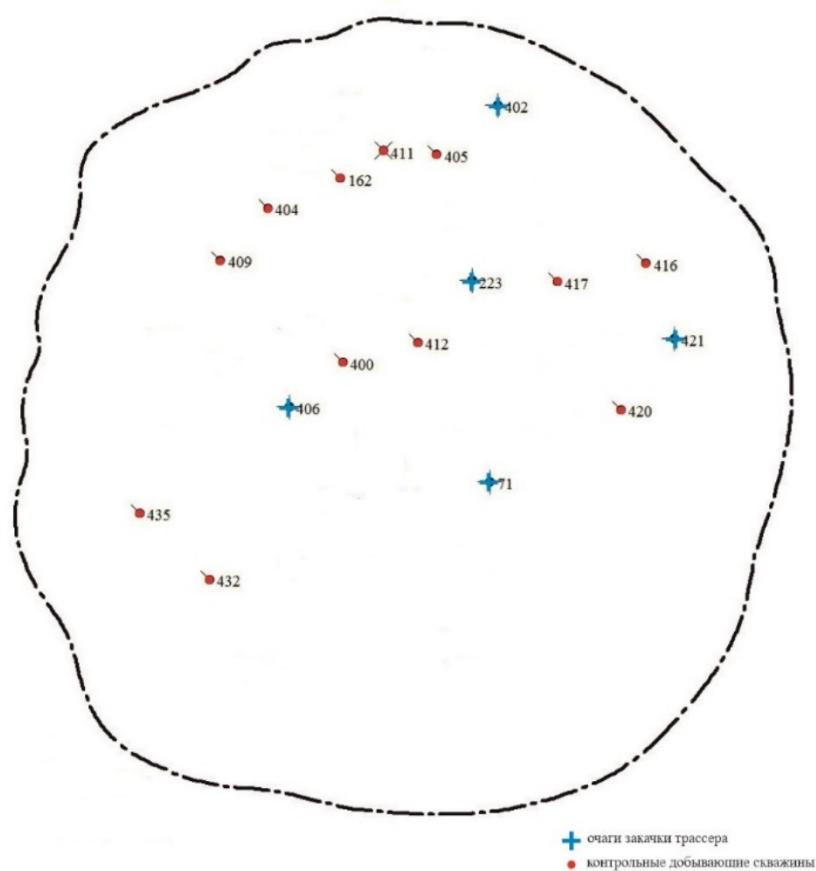


Рис.3.1 Скважины для отбора проб для участка исследования пласта Фм Гагаринского месторождения

По результатам исследований были построены кривые выхода индикатора, выделение каналов фильтрации по каждой добывающей скважине, построены диаграммы распределения фильтрационных потоков и розы-диаграммы скоростей индикатора. Для каждой пары скважин строился график поступления индикатора, на котором отражены концентрация трассера, время прихода и накопленный вынос (рис.3.2).

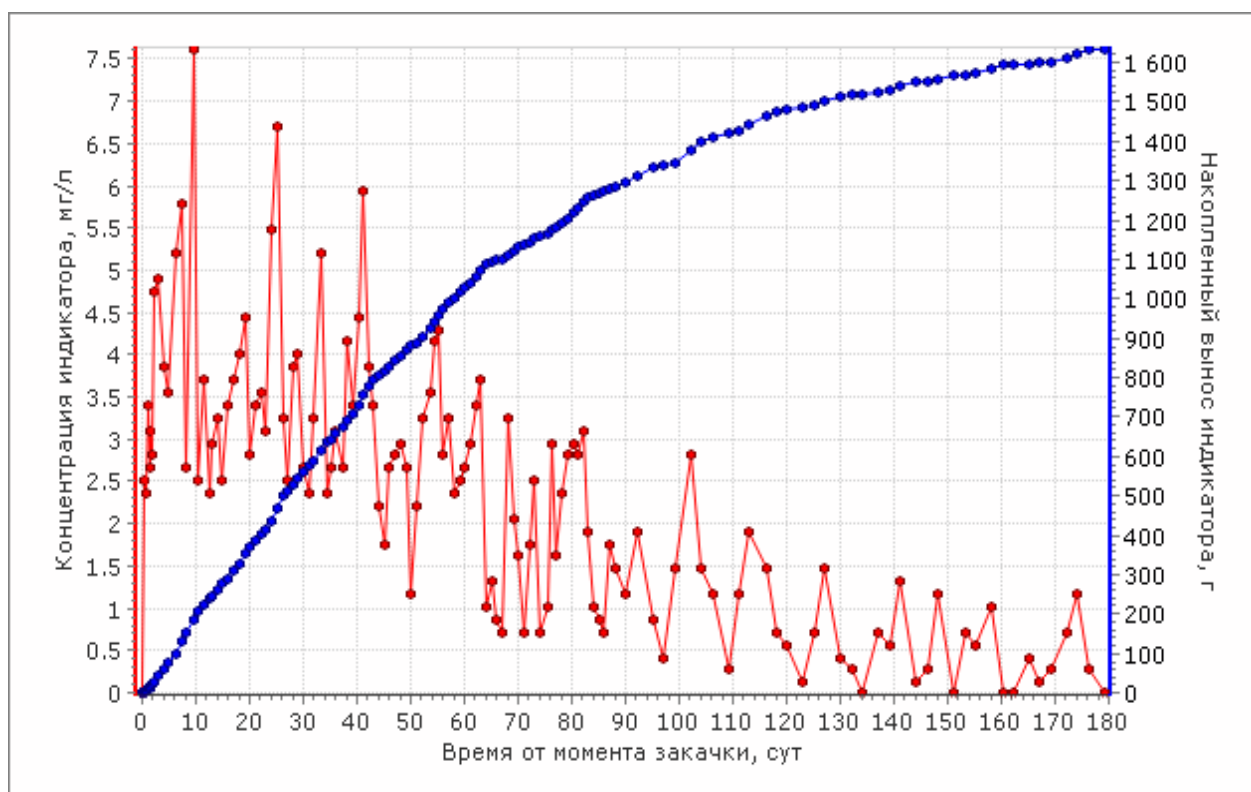


Рис.3.2 График поступления индикатора в реагирующую скважину

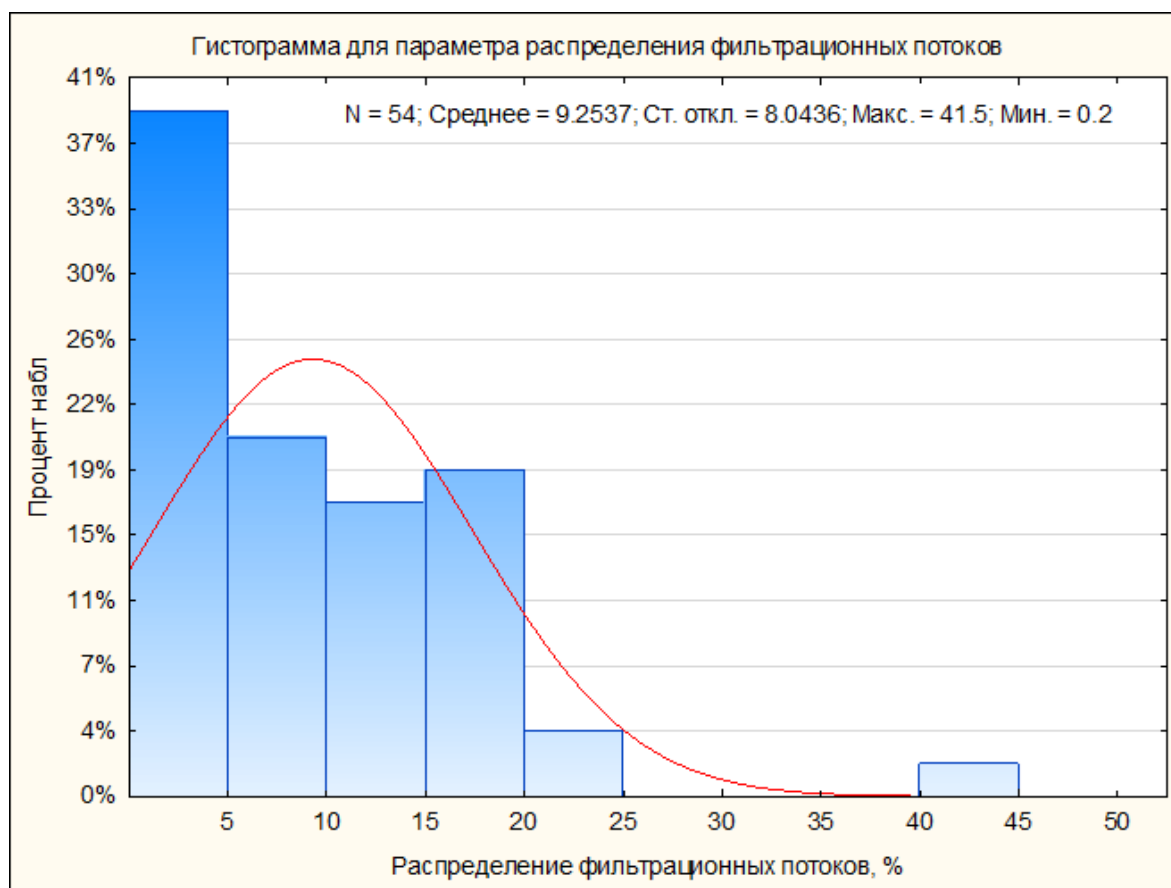


Рис.3.3 Гистограмма распределения фильтрационных потоков между скважинами в очаге на объекте Фм Гагаринского месторождения

На рисунке 3.3 представлена гистограмма распределения фильтрационных, по которой можно видеть, что основной диапазон выноса индикатора от 0 до 25%, также наблюдаются единичные значения 40-45%, что говорит о наибольшей взаимосвязи с нагнетательной скважиной.

Для определения зависимость прихода индикатора в скважину от расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами были построены корреляционные поля и рассчитаны коэффициенты корреляции (рис.3.4)

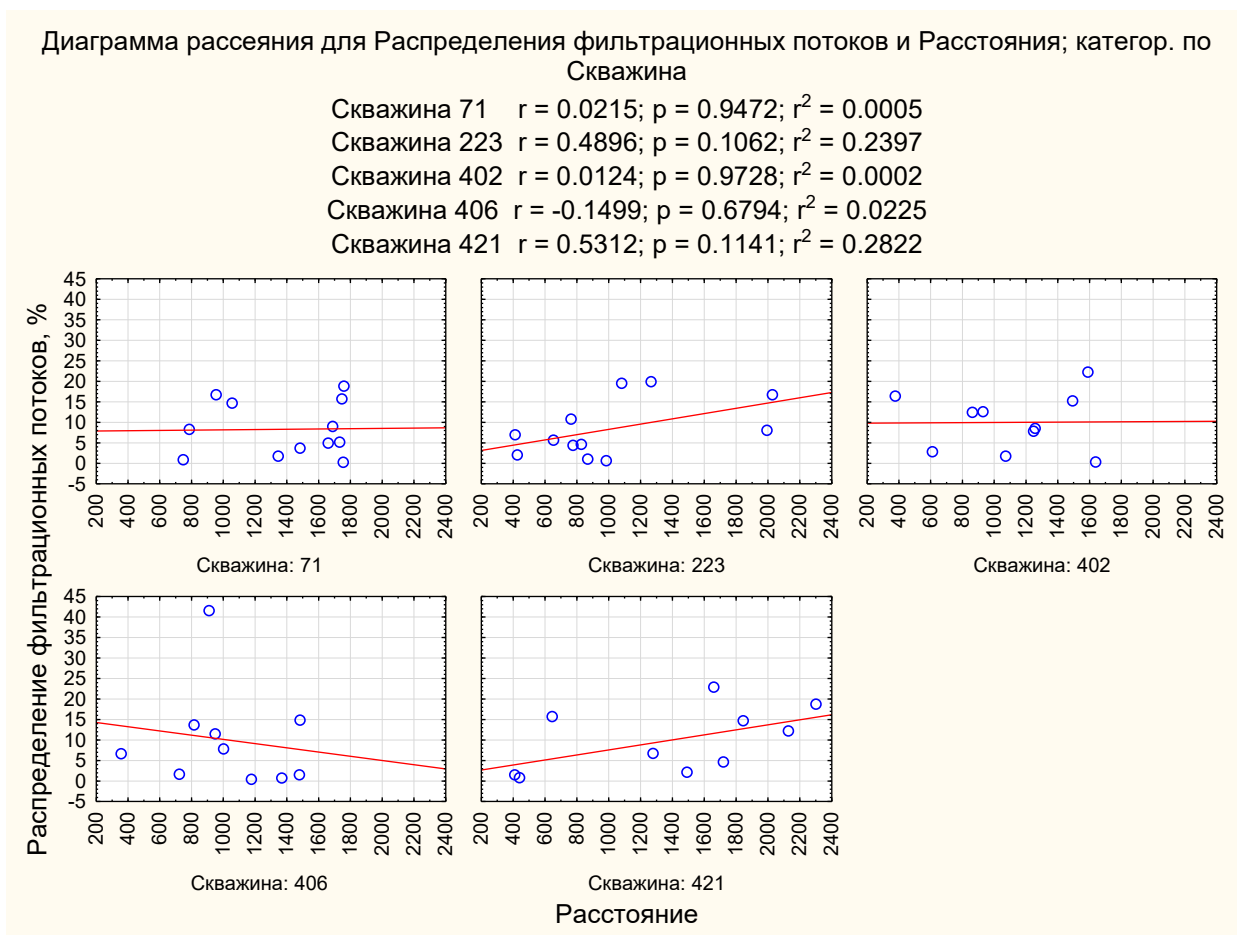


Рис.3.4 Зависимость распределения потоков от расстояния между скважинами на объекте Фм Гагаринского месторождения

Среди регрессионных зависимостей не установлено значимых обратных зависимостей между распределением фильтрационных потоков от нагнетательной скважины в очаге и расстоянием между нагнетательной и добывающей скважинами. Это указывает на преобладающее влияние геологической неоднородности пласта, режимов и показателей разработки скважин и предыдущей истории разработки объекта на процесс распределения фильтрационных потоков, по сравнению с равномерным распределением закачки от скважины ППД.

Скорости продвижения закачиваемой воды на участках нагнетательных скважин составили диапазон от 2 до 3365 м/сут, при суммарном объеме трубок тока от 0,0068 до 18,4 м<sup>3</sup> (рис.3.5). Проницаемости каналов составили диапазон от 0,28 до 2390 мкм<sup>2</sup>. Доля воды от исследуемых нагнетательных скважин в добывающих составляет от 0,0018 до 1,5% (рис.3.6)

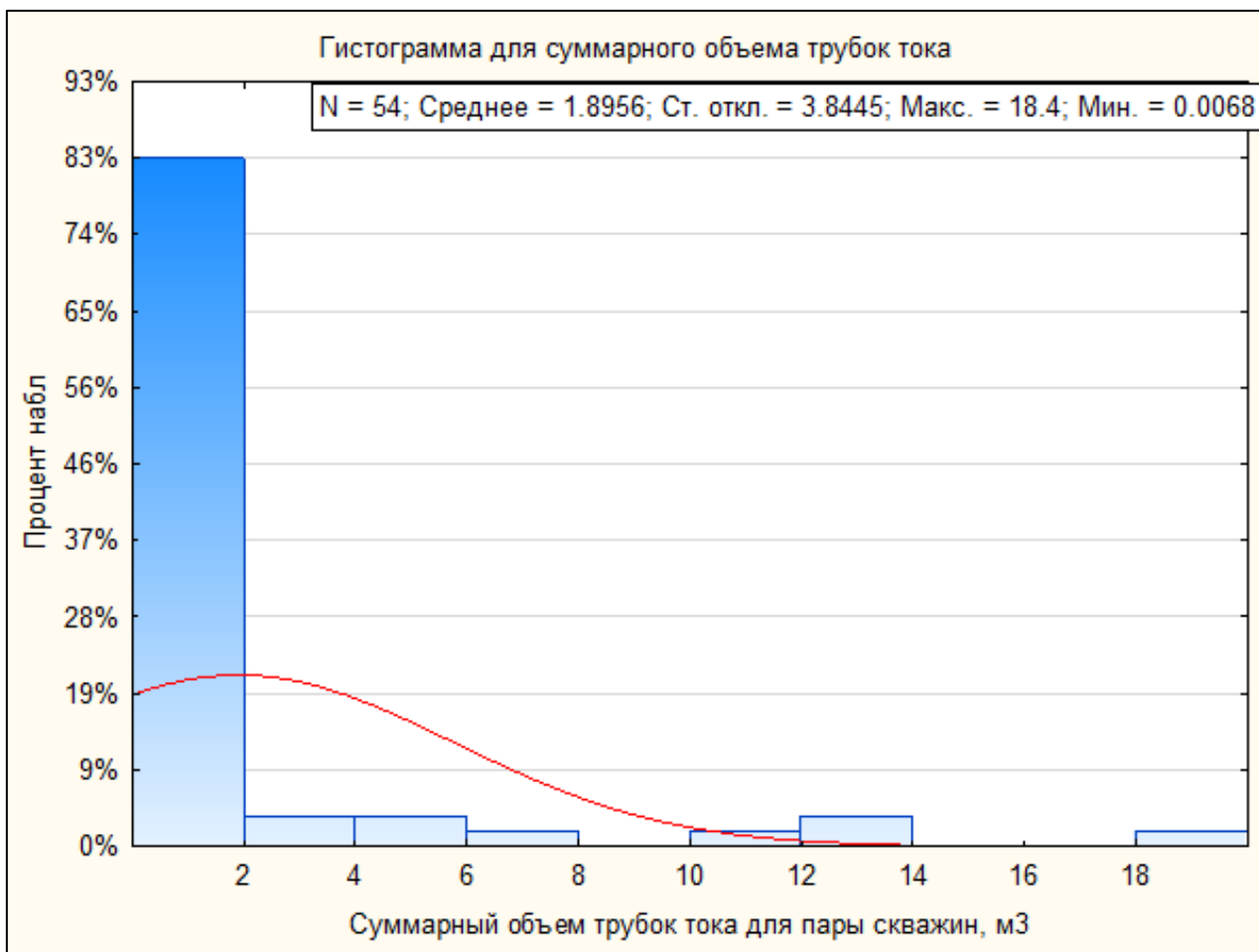


Рис.3.5 Гистограмма распределения суммарного объема трубок тока на объекте Фм Гагаринского месторождения

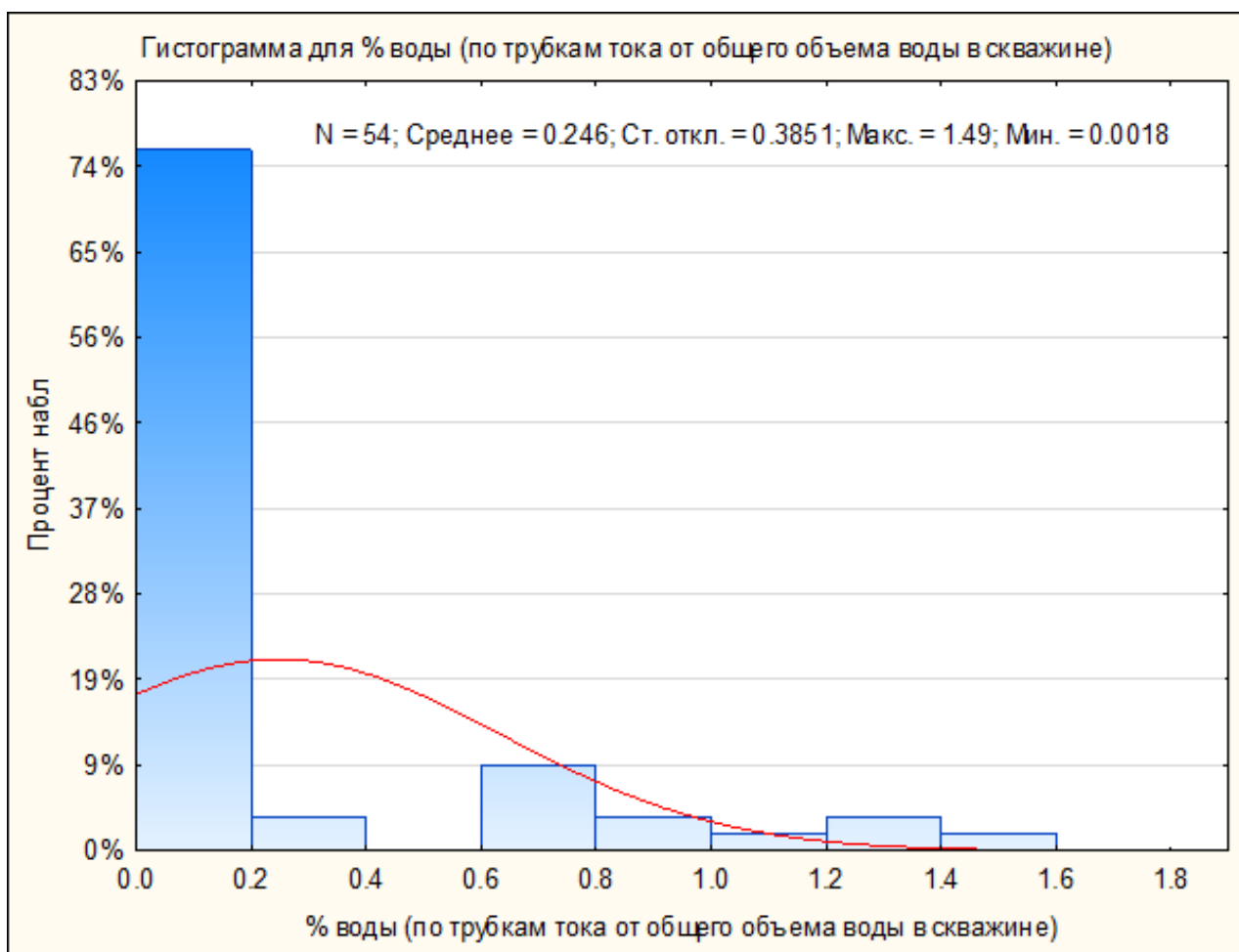


Рис.3.6 Гистограмма распределения воды, поступающей по трубкам тока на объекте Фм Гагаринского месторождения

Для скважин Гагаринского месторождения характерен широкий диапазон времени прихода первой порции индикатора в продукции добывающей скважины. В скважине 417 меченное вещество от нагнетательной скважины 406 было зафиксировано в первой пробе, самый поздний приход маркера был зафиксирован в скважине 412 также от скважины 406 в 46 пробе. Наибольший разбег во времени прихода первой порции трассера фиксируется для нагнетательной скважины 406 (от 1 до 46 пробы), наименьшее значение – в нагнетательной скважине 223 (от 5 до 15 пробы). Наибольшее время прихода первой порции трассера в добывающие скважины очага характерно для нагнетательной скважины 421 и составляет 18,9 проб, наименьшее среднее значение времени прихода первой порции в скважине 402 и составляет 5,5 проб. На рисунке 3.7 представлена гистограмма прихода трассера по времени (порядковый номер отбора проб).

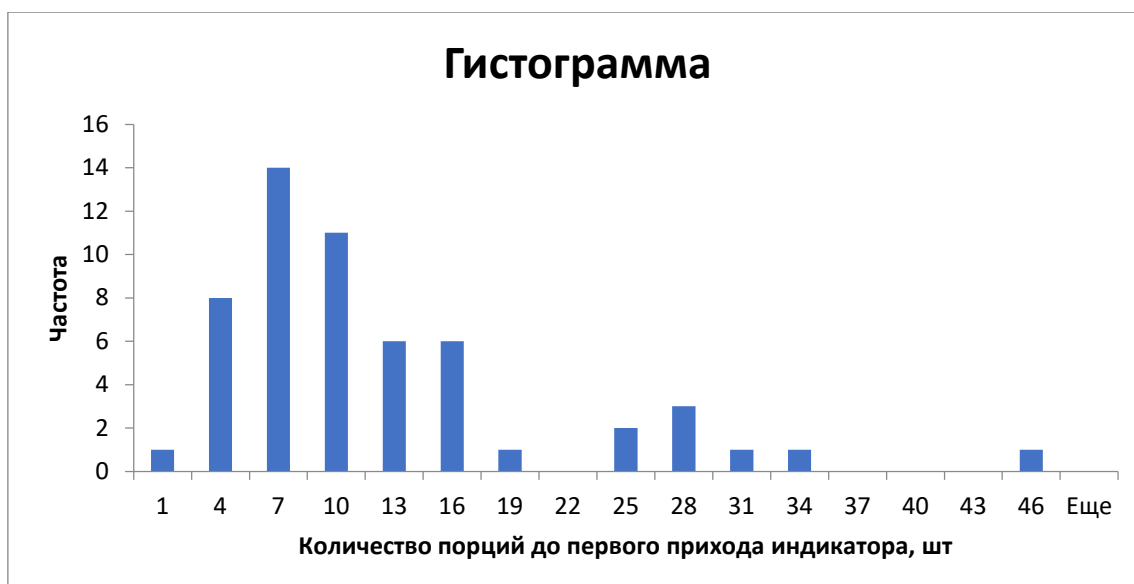


Рис. 3.7 Гистограмма прихода первой порции индикатора в добывающие скважины Гагаринского месторождения.

По данным гистограммы можно отметить, что диапазон времени прихода первой маркированной пробы широкий. Для большинства скважин первый индикатор фиксируется в диапазоне от 4 пробы до 19.

В результате исследований было выявлено, что добывающие скважины №№416 и 420 не имеют гидродинамической связи с нагнетательной скважиной №406, скважин №№432 и 435 не было в программе отбора проб на индикаторы нагнетательных скважин №№421 и 402.

На основании данных, полученных в результате интерпретации трассерных исследований, можно сделать вывод о том, что существующие системы высокопроницаемых каналов оказывают влияние на разработку фаменского пласта и практически все исследованные нагнетательные скважины имеют гидродинамическую связь с добывающими скважинами.

### 3.2 Трассерные исследования Опалихинского месторождения

Индикаторные исследования на турнейском объекте центрального поднятия Опалихинского месторождения проводились в 2016 году (рис.3.8). В качестве объекта исследования были выделены 5 очагов нагнетательных скважин (№№410, 416, 420, 426, 494) включающие 17 контрольных добывающих (№№ 392, 409, 411, 414, 415, 417, 419, 424, 425, 431, 434, 435,

438, 440, 484, 489, 495). Продолжительность исследования на данном объекте составила 6 месяцев.

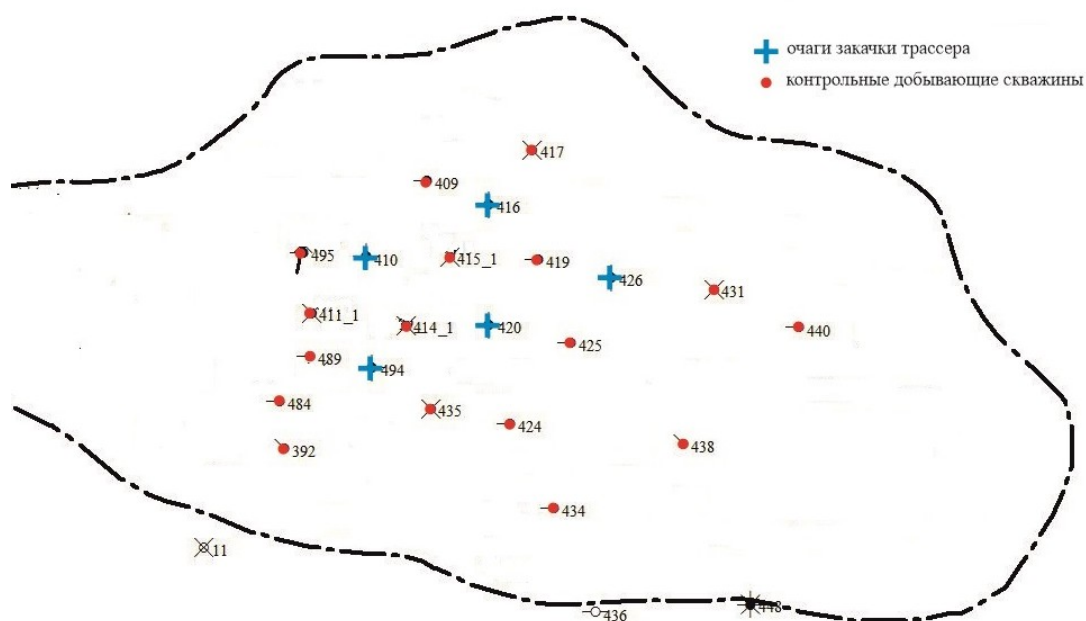


Рис.3.8 Схема центрального поднятия турнейского объекта Опалихинского месторождения с очагами закачки трассера

В 5 нагнетательных скважин закачивались 5 различных веществ-индикаторов, после чего, в течение 6 месяцев проводился отбор проб с последующими лабораторными исследованиями для определения наличия и концентрации меченого вещества в продукции скважины.

По графикам поступления индикатора можно определить время первого прихода трассера, замеры концентрации трассера при каждом отбора, и накопленный вынос трассера по каждой скважине. Результатом трассерных исследований является определение ряда параметров, показывающих взаимосвязь между исследуемыми нагнетательной и добывающей скважинами. Для наглядной оценки полученных результатов были построены гистограммы распределения основных параметров.

Гистограмма распределения фильтрационных потоков представлена на рисунке 3.9.



Рис. 3.9 Гистограмма распределения фильтрационных потоков по объекту Т  
Опалихинского месторождения

На основании анализа отбора проб было выявлено, что по каналам низкого сопротивления внутри пласта к добывающим скважинам поступает от 0,005% до 1,6%. Распределение близко к экспоненциальному. В большинстве случаев (около 75 % объема выборки), к добывающим скважинам приходит до 10% индикатора, что означает, что распределение трассеров от нагнетательных скважин происходило равномерно. Наибольшую связь показывают нагнетательная скважина 420 и добывающая 484, в которой наблюдается наибольший процент распределения потока – 41,4%.

В результате анализа корреляционных полей и коэффициентов корреляции между расстоянием от нагнетательной до добывающей скважины (рис.3.10) и распределением фильтрационных потоков было выявлено, что

зависимости разнонаправленны, а показатели не имеют статистически значимой корреляционной связи.

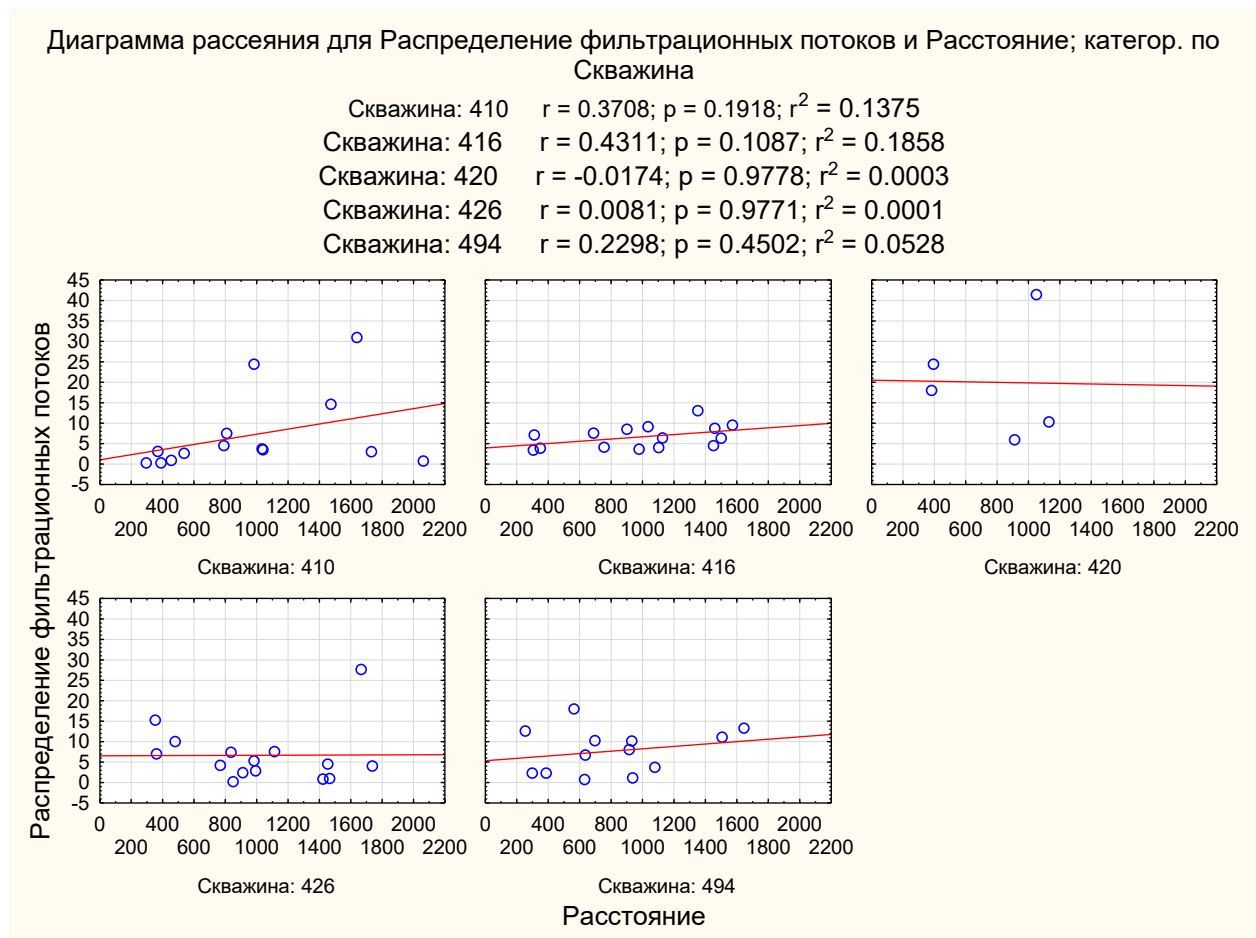


Рис.3.10 Зависимость распределения потоков от расстояния между скважинами по объекту Т Опалихинского месторождения

На основании отбора проб было выявлено отсутствия каналов с низким фильтрационным сопротивлением в направлениях от нагнетательных скважин к скважинам №№417 и 435, о чем говорит отсутствие индикатора в продукции скважин. Скважина 420 имеет наименьшее влияние на соседние добывающие (5 скважин), наибольшее влияние на добывающий фонд у скважин 416 и 426. На рисунке видны основные каналы фильтрации к добывающим скважинам.

Скорости продвижения закачиваемой воды на участках нагнетательных скважин для зоны каналов с низкими фильтрационными сопротивлениями составили диапазон от 1,5 до 4290 м/сут. Проницаемости каналов составили

диапазон от 0,5 до 10962 мкм<sup>2</sup>. Производительности каналов находится в диапазоне от 0,0002 до 0,12 м<sup>3</sup>/сут. Гистограмма распределения суммарного объема трубок тока показывает, что в среднем трубки тока небольшие, суммарным объемом до 9, м<sup>3</sup> (рис.3.11). Суммарный дебит воды, поступающей по трубкам тока - 1,61 м<sup>3</sup>/сут. Гистограмма распределения доли воды от общего объема добываемой воды представлена на рисунке 3.12.

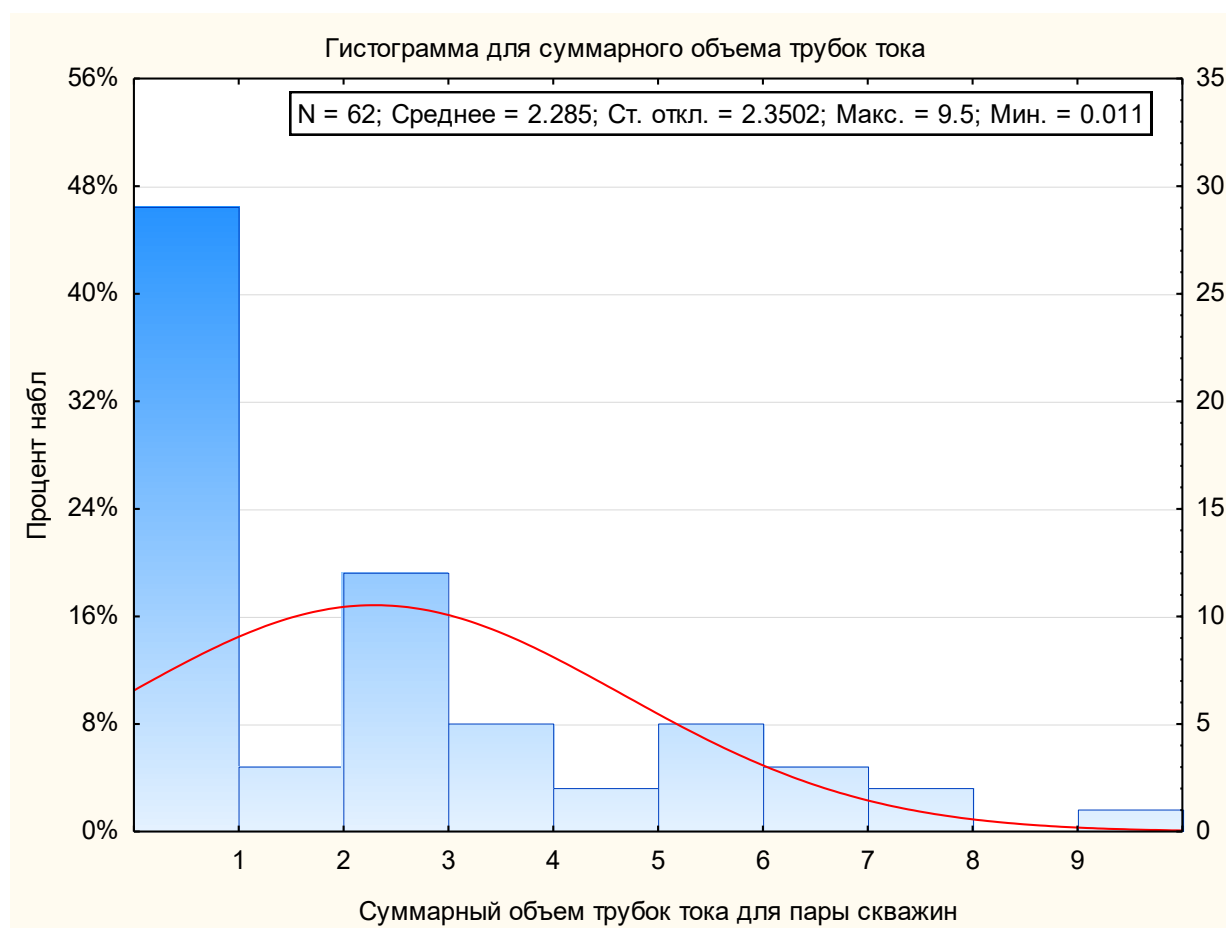


Рис. 3.11 Гистограмма распределения суммарного объема трубок тока по объекту Т Опалихинского месторождения

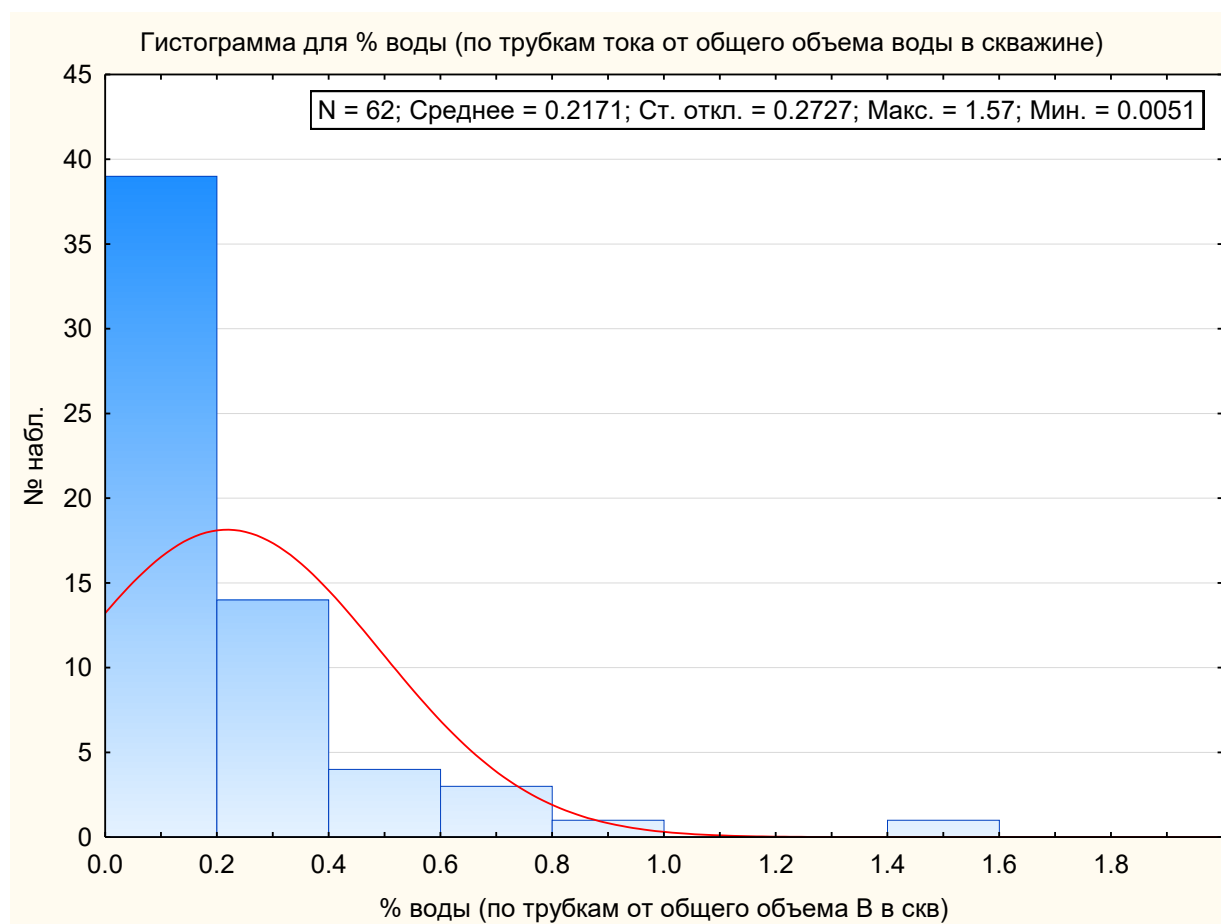


Рис.3.12 Процент воды поступающий по трубкам от общего объема воды по объекту Т Опалихинского месторождения

Анализируя время прихода первых проб с индикатором, можно сделать вывод, что диапазон гораздо меньше, по сравнению с Гагаринским месторождением. Минимальное время прихода индикатора зафиксировано в добывающей скважине 415, где трассер от нагнетательной скважины 426 был зафиксирован во второй пробе. Наиболее длительное время прихода маркера в продукцию в скважине 438, где индикатор от нагнетательной скважины 426 был зафиксирован в 47 пробе.

Наибольшее среднее время прихода первой порции индикатора для трассеров 426 нагнетательной скважины – 8,7 проб, как и самый большой временной диапазон (от 2 до 47 пробы), наименьшее среднее значение – для 410 нагнетательной скважины и составляет 5,2 проб. Для скважины нагнетательной скважины 494 было зафиксировано, что в 12 из 13 скважин меченное вещество было зафиксировано в 8й пробе. На рисунке 3.13

представлена гистограмма прихода меченного вещества по времени (порядковый номер отбора проб).



Рис. 3.13 Гистограмма прихода первой порции индикатора в добывающие скважины Опалихинского месторождения.

По графику можно отметить, что временной диапазон прихода первой порции меченного вещества в добывающую скважину короткий. В большей части добывающих скважин первая порция индикатора фиксируется в 5-8 пробах.

### 3.3 Трассерные исследования Западно-Чатылькинского месторождения

Трассерное исследование на объекте СГ1-СГ3 проведено в 2023 году и включало в себя закачку меченого вещества в 5 нагнетательных скважин объекта и 11 добывающих скважин, в которых производился отбор проб для улавливания индикатора.

Большую часть от закачанной массы индикатора не удалось извлечь на дневную поверхность за период наблюдения (60 суток). Вероятнее всего, не извлеченная часть индикатора продолжает фильтроваться по поровой матрице породы исследованного объекта.

В результате проведенного трассерного исследования на участке нагнетательной скважины № 402 индикатор был обнаружен в 6 добывающих скважинах, основной вектор фильтрации в пределах объекта исследования

определен в юго-восточном направлении к скважине № 405, средняя скорость движения воды – 5 м/сут., количество трассера, отобранное за все время исследования, составило порядка 6%. Прорыв закачиваемой воды в пределах участка трассирования определен в направлении скважины № 408.

От нагнетательной скважины №409 трассер обнаружен в пробах продукции 5 добывающих скважин, Основной вектор фильтрации в пределах объекта исследования определен в юго-восточном направлении к скважине № 414, скорость движения нагнетаемой воды в среднем составляет 12.1 м/сут., количество трассера, отобранное за все время исследования, составило порядка 38%. Прорыв закачиваемой воды в пределах участка трассирования определен в направлении скважин №№ 414, 421.

В результате проведенного трассерного исследования на участке нагнетательной скважины № 420 отмечается наличие индикатора в 6 добывающих скважинах, основной вектор фильтрации определен в юго-западном направлении к скважине № 403, скорость движения нагнетаемой воды в среднем составляет 11.2 м/сут., количество отобранного трассера за все время исследования составило порядка 28%. Прорыв закачиваемой воды в пределах участка трассирования определен в направлении скважин №№ 403, 404, 405, 414.

По данным исследования скважины № 444 Западно-Чатылькинского отмечается, что закаченное меченное вещество было обнаружено в 5 добывающих скважинах объекта, основной вектор фильтрации в пределах объекта исследования определен в юго-западном направлении к скважинам №№ 401, 408, скорость движения нагнетаемой воды в среднем составляет 8.5 м/сут., количество отобранного трассера составляет порядка 12%. Прорыв закачиваемой воды в пределах участка трассирования определен в направлении скважин №№ 401, 408, 419, 445.

По результатам исследования нагнетательной скважины № 740 Западно-Чатылькинского месторождения, трассеры были отобраны в 5 добывающих скважинах, основной вектор фильтрации в пределах объекта

исследования определен в юго-западном направлении к скважине № 405, скорость движения закачиваемой воды в среднем составляет 8.1 м/сут., количество трассера, вышедшее на дневную поверхность за все время исследования, составило порядка 16%. Прорыв закачиваемой воды в пределах участка трассирования определен в направлении скважин №№ 405, 419.

На основании анализа отбора проб было выявлено, что система ППД имеет высокую степень влияния на обводнение добывающих нефтяных скважин. По каналам низкого фильтрационного сопротивления поступает от 0,15% до 14,9% нагнетаемой воды. Наибольшее взаимовлияние наблюдается между нагнетательной скважиной №409 и добывающей скважиной №414. Доля влияния на обводненность продукции добывающих скважин варьируется в пределах от 0,4% до 15,9%. Наибольшее влияние оказывается на продукцию скважины №405 от нагнетательной скважины №740. Скорости фильтрации по каналам варьируются от 6,5 м/сут от нагнетательной скважины №402 к добывающей скважине №408, до 1637,1 м/сут, зафиксированной от нагнетательной скважины №420 к добывающей скважине №405.

На основании результатов проведенных исследований можно сделать вывод о том, что доля влияния высокопроницаемых каналов на процесс фильтрации жидкости от нагнетательных скважин на месторождениях высока, несмотря на отсутствие перемещения больших объемов воды по каналам за 180 дней отбора проб. Необходимо учитывать, что непродолжительный период отбора проб позволяет проследить и охарактеризовать самые высокопроницаемые каналы, и не характеризует фильтрационные потоки внутри пласта в целом. Важным параметром в данном исследовании также является наличие или отсутствие гидродинамической связи между скважинами в очаге и процентное распределение закачиваемой воды, которое показывает, на какие добывающие скважины оказывается большее влияние скважиной ППД.

### 3.4 Анализ полученных данных трассерных исследований.

Продолжительность отбора проб на Гагаринском и Опалихинском месторождениях составляет 180 суток (6 месяцев), на Западно-Чатылькинском месторождении – 60 суток. Долговременные исследования, особенно с привлечением большого числа скважин, на практике не проводятся. Это связано, с высокой стоимостью исследования, а также технологическими особенностями процесса. Во время трассерных исследований необходимо выдерживать режимы работы скважин, как добывающих так и нагнетательных скважин (соблюдать «режим тишины»), что невозможно выполнить на реальном промысле в течении долгого времени.

Периодичность отбора проб на добывающих скважинах меняется в процессе исследования: первые 3 суток – 3 раза 3 раза в сутки, следующие 87 суток - 1 раз в сутки, последующий период – 3 пробы в 7 дней. Количество проб для одной добывающей скважины, исходя из продолжительности и периодичности отбора проб, приведено в таблице 3.1.

Таблица 3.1. Количество проб для одной добывающей скважины исходя из продолжительности и периодичности отбора проб

Период отбора проб, сутки	Продолжительность периода отбора, сут	Количество проб, шт/сут*скв	Количество проб, шт/скв
Отбор фоновых проб до начала исследования	3	1	3
1-3	3	3	9
4-90	87	1	87
91-181	91	3 пробы за 7 дней	39

Итого для периода 180 суток на одну скважину было отобрано порядка 138 проб, общее количество проб для Гагаринского месторождения – 1656 штук, для Опалихинского месторождения – 2346 штук. Для каждой

добывающей скважины были построены кривые выхода индикатора, которые включают в себя информацию по концентрации индикатора в каждой пробе, время от момента закачки трассера и накопленный вынос индикатора.

По данным кривым прихода индикатора видно, что процесс продвижения трассера от нагнетательной скважины к добывающей неравномерный. Можно выделить несколько периодов, четко выделяющихся на кривых: начальный период - 0-20 сут, середина исследования - 20-60(90) суток, завершающий период - 60(90)-180 сут.

Всего было выделено 6 групп, по которым можно охарактеризовать движение индикатора в пласте:

#### Группа 1:

Для первой группы скважин характерно постепенное равномерное увеличение накопленного индикатора в продукции скважины. В процессе исследования не отмечается резких прорывов и длительных перебоев в приходе индикатора в добывающую скважину.

Начальный период 0-20 суток характеризуется небольшими концентрациями индикатора в пробах, приходы индикатора разовые, накопленный вынос индикатора возрастает плавно.

Середина исследования является основным периодом прихода трассера в скважину. Для него характерны высокие темпы накопления индикатора в продукции, приходы индикатора большие, концентрация индикатора высокая, приходы индикатора носят более постоянный характер по сравнению с начальным периодом.

На завершающем этапе исследования можно отметить снижение темпа накопления индикатора, приходы индикатора в продукцию скважины становятся единичными, концентрация индикатора в пробах значительно падает.

Такой процесс прихода индикатора в скважину характеризуется как равномерный и может говорить не только о наличии хорошей гидродинамической связи между скважинами, но и о однородности и

сформированности фильтрационных потоков, меньшего влияния или отсутствии сложных фильтрационных систем в межскважинном пространстве.

Пример скважины, отнесенной в группу 1 представлен на рисунке

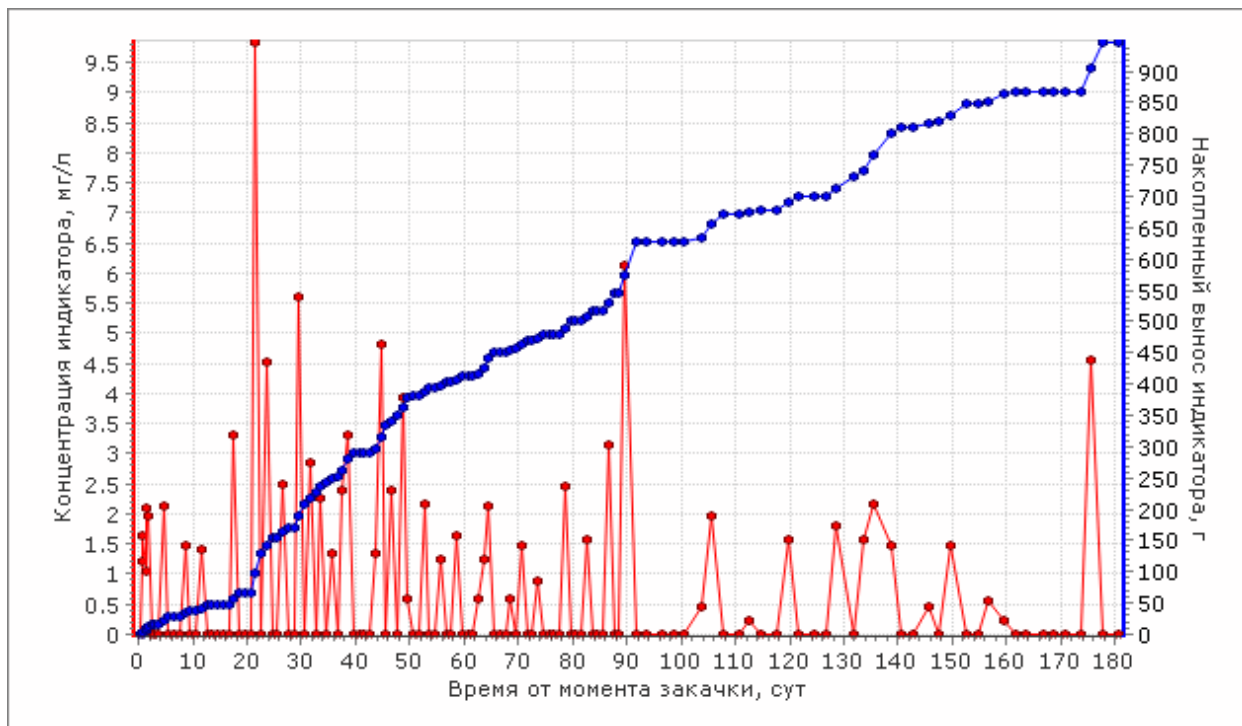


Рис. 3.14 Гагаринское месторождение. Приход индикатора в добывающую скважину 400 от нагнетательной скважины 406.

Группа 2:

Для второй группы характерен резкий приход индикатора на начальном этапе исследования, именно в этот период происходит основное накопление индикатора в продукции скважины.

На начальном этапе 0-20 суток отмечаются высокие темпы и объемы прихода индикатора в скважину с высокой концентрацией меченого вещества в пробах, происходит резкий рост накопленной добычи индикатора в скважине.

К середине исследования на 20-90 сутки отмечается снижение темпов роста накопленного выноса индикатора и уменьшение частоты прихода порций.

На третьей стадии исследования (90-180 суток) скорость накопления индикатора самая низкая по сравнению с предыдущими этапами. На данной стадии отмечаются разовые приходы индикатора с низкой концентрацией.

Для пар скважин, относящихся к данной группе, характерен прорывной темп прихода закаченного индикатора, что может говорить о наличии высокопроводящих каналов (каналов низкого фильтрационного сопротивления), системы трещин или каверн, по которым происходит фильтрация в межскважинном пространстве.

Характерная для группы 2 кривая прихода индикатора представлена на рисунке 3.15.

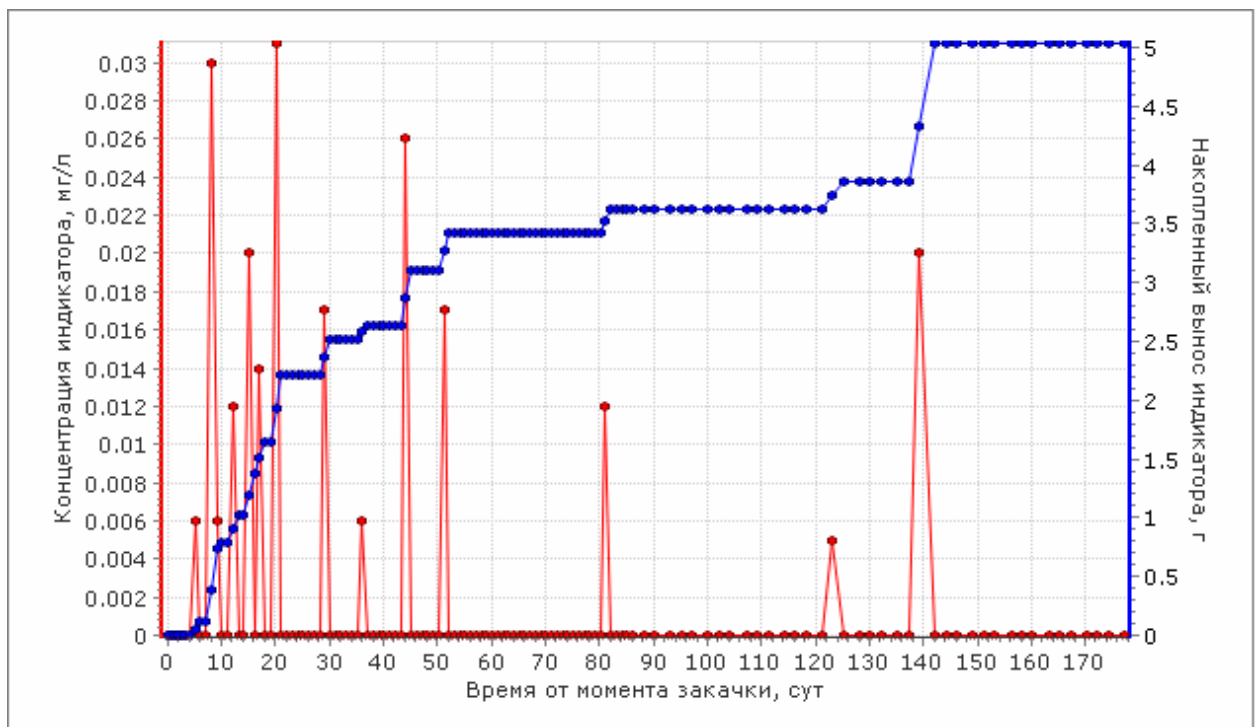


Рис. 3.15 Гагаринское месторождение. Приход индикатора в добывающую скважину 409 от нагнетательной скважины 421.

Группа 3:

Для данной группы, в отличие от пар скважин группы 2, основной приход трассера происходит на завершающей стадии исследования, спустя 80-100 суток с момента закачки меченного вещества.

На начальном этапе, как и на середине исследования могут приходить разовые порции индикатора средней или низкой концентрации. Накопления индикатора за первые 2 периода практически не происходит.

На завершающем этапе, после 80-100 дней отбора проб наблюдается резкий рост темпа прихода индикатора с высокой или средней концентрацией. Именно на данном этапе отмечается основное накопление индикатора в продукции добывающей скважины.

По динамике прихода индикатора можно отметить сложную структуру пустотного пространства и фильтрационных потоков в межскважинном пространстве, что отражается на скорости продвижения меченого вещества к забою добывающих скважин.

Пример отнесения скважины к группе 3 представлен на рисунке 3.16.

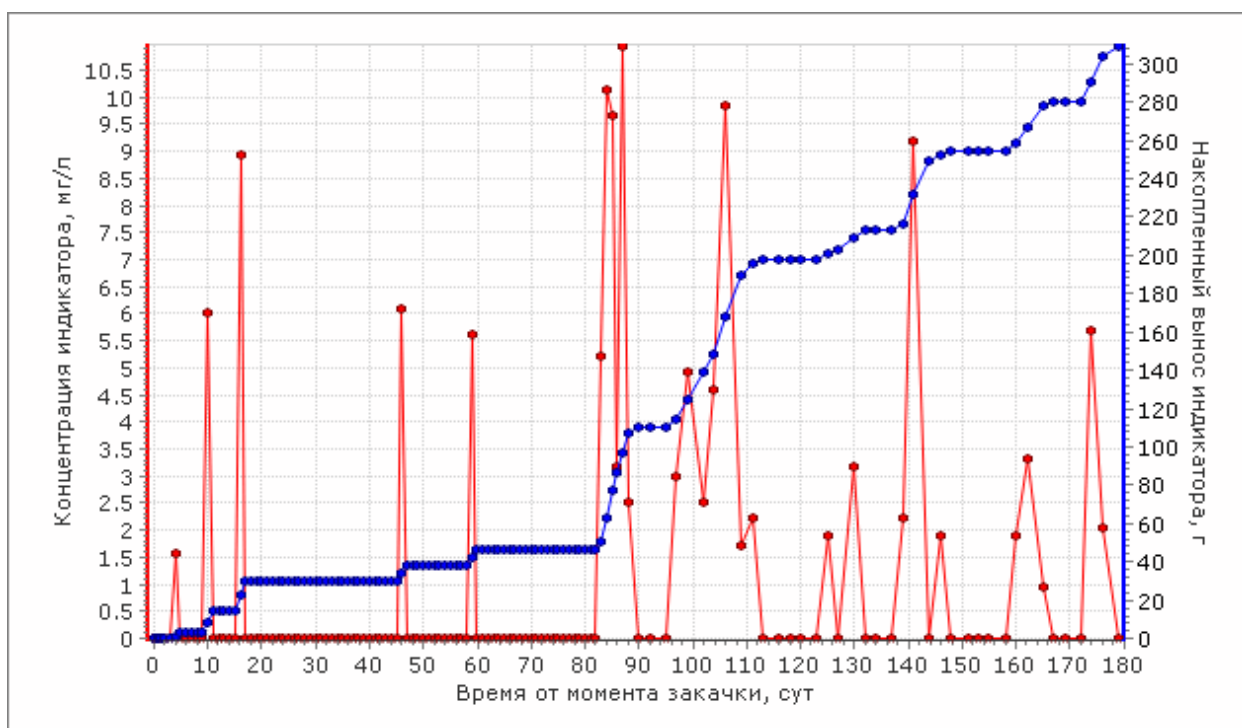


Рис. 3.16. Гагаринское месторождение. Приход индикатора в добывающую скважину 416 от нагнетательной скважины 223.

#### Группа 4.

Для данной группы характерно отсутствие индикатора в пробах на начальном периоде исследования (рис.3.17). Затем наблюдается резкое возрастание накопленного выноса индикатора. При этом путь,

проделываемый индикатором, очень велик, по сравнению с предыдущими группами.

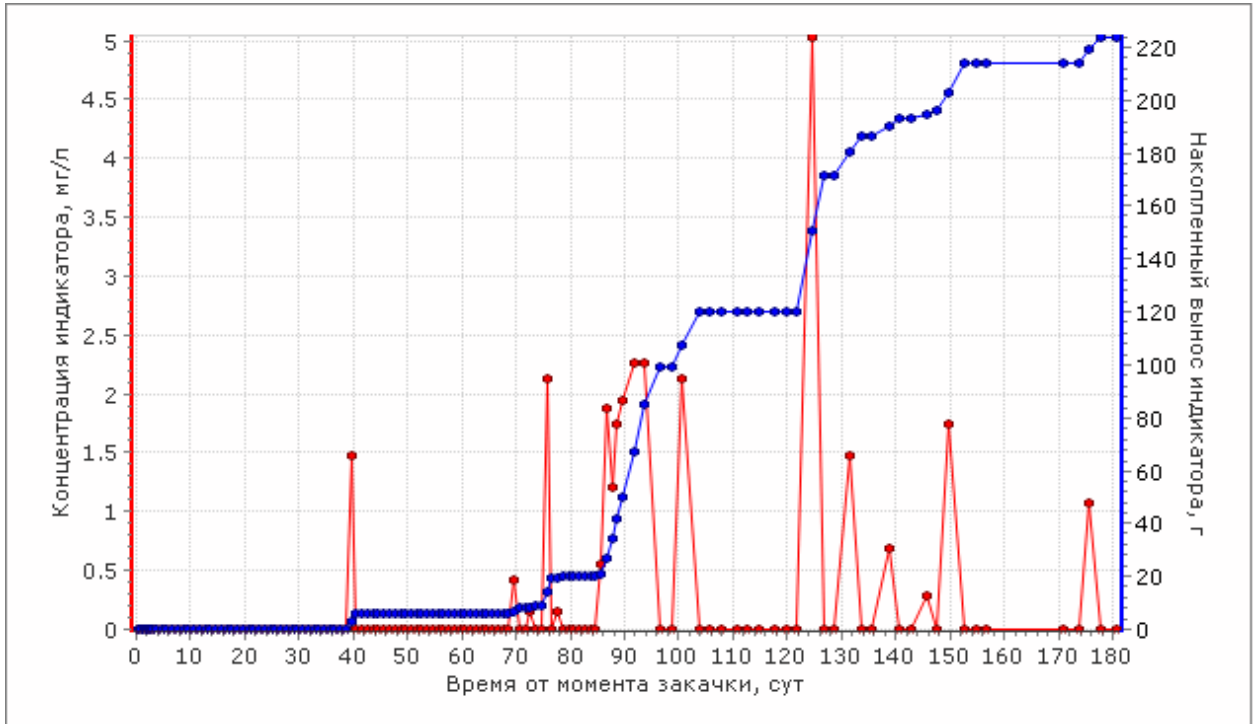


Рис. 3.17. Гагаринское месторождение. Приход индикатора в добывающую скважину 412 от нагнетательной скважины 406.

Группа 5:

К данной группе были отнесены пары скважин, где приход трассера наблюдался только в первой половине исследования, и не отмечался после 80-100 суток с момента начала закачки меченого вещества (рис. 3.18).

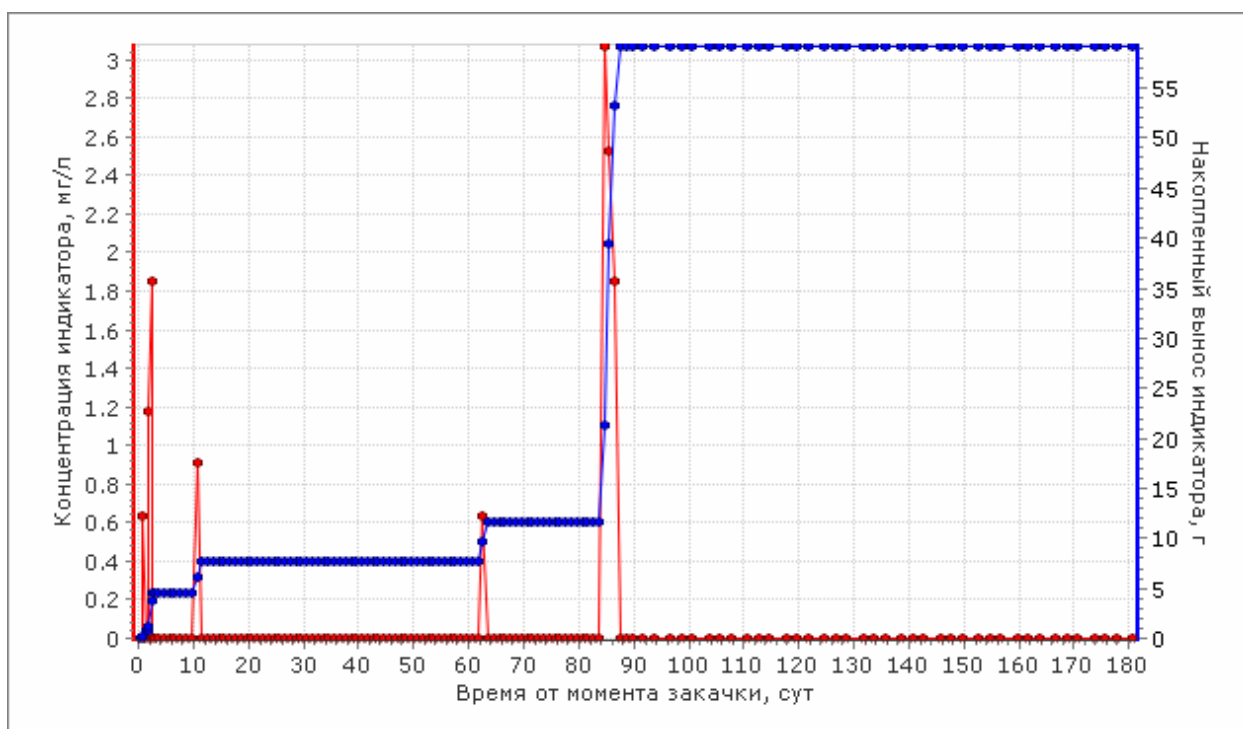


Рис. 3.18 Гагаринское месторождение. Приход индикатора в добывающую скважину 162 от нагнетательной скважины 406.

Пары скважин четвертой и пятой групп характеризуются слабой гидродинамической связью между добывающей и нагнетательной скважиной и сложной структурой фильтрационных потоков нагнетаемой воды, что мешает поступлению индикатора в существенных объемах.

Группа 6:

В шестую группы были объединены пары скважин, для которых характерно равномерное накопление маркирующего вещества в продукции скважины за весь период исследования (рис. 3.19).

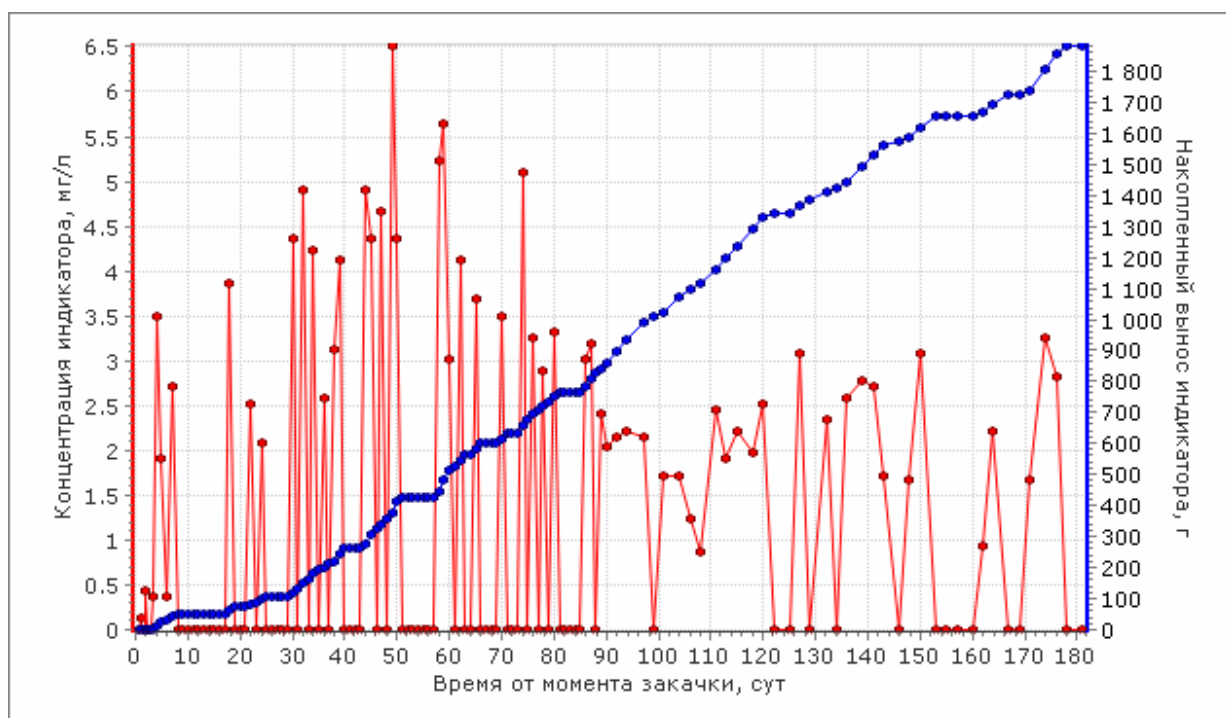


Рис. 3.19. Гагаринское месторождение. Приход индикатора в добывающую скважину 400 от нагнетательной скважины 402.

Для данной группы также характерен равномерный поток закачиваемой воды от скважин системы ППД. Но отличии от группы 1, 6 группа характеризуется более непрерывным поступлением порций индикатора в последней трети периода наблюдения, что вероятно связано с отсутствием отдельных проницаемых каналов, в отличии от более неоднородного пласта 1 группы с более ограниченным количеством проницаемых каналов (разной проницаемости и длины).

#### *Гагаринское месторождение*

Все пары скважин исследуемого объекта Гагаринского месторождения, участвующие в трассерных исследованиях, были классифицированы согласно группам, представленным выше.

Большее число пар скважин было отнесено в группу 1 (26 пар), меньше всего пар скважин отнесено к группе 5 (3 пары). На рисунке 3.20 представлены диаграммы, показывающие количество пар от нагнетательной скважины, отнесенной к каждой из групп.

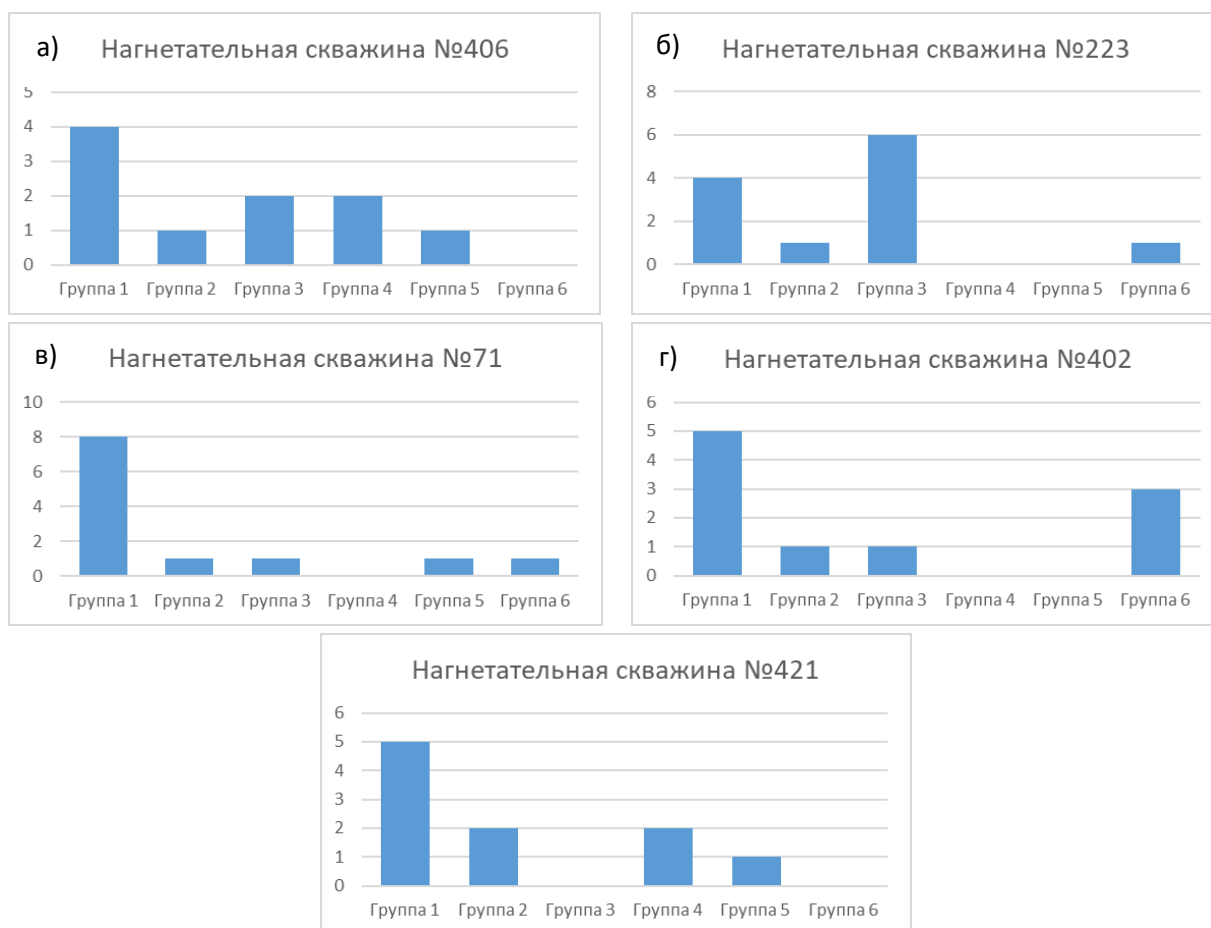


Рис. 3.20 Диаграммы количества пар скважин, отнесенных в разные группы для нагнетательных скважин: а) 406; б) 223; в) 71; г) 402; д) 421.

По диаграммам распределения видно, что для большинства нагнетательных скважин характерно распределение пар скважин в 1 группу, кроме нагнетательной скважины 223, где большее количество скважин было отнесено к группе 3. В нагнетательных скважинах 406 и 421 отсутствуют пары скважин группы 6, для которых характерно равномерное поступление трассера в продукцию добывающей скважины. В 3х из 5ти нагнетательных скважин отсутствует группа 4 (223, 71, 402), где характерным признаком является поздний приход индикатора и отсутствие трассера в начальный период исследования. Диаграмма классификации добывающих скважин представлена на рисунке 3.21.

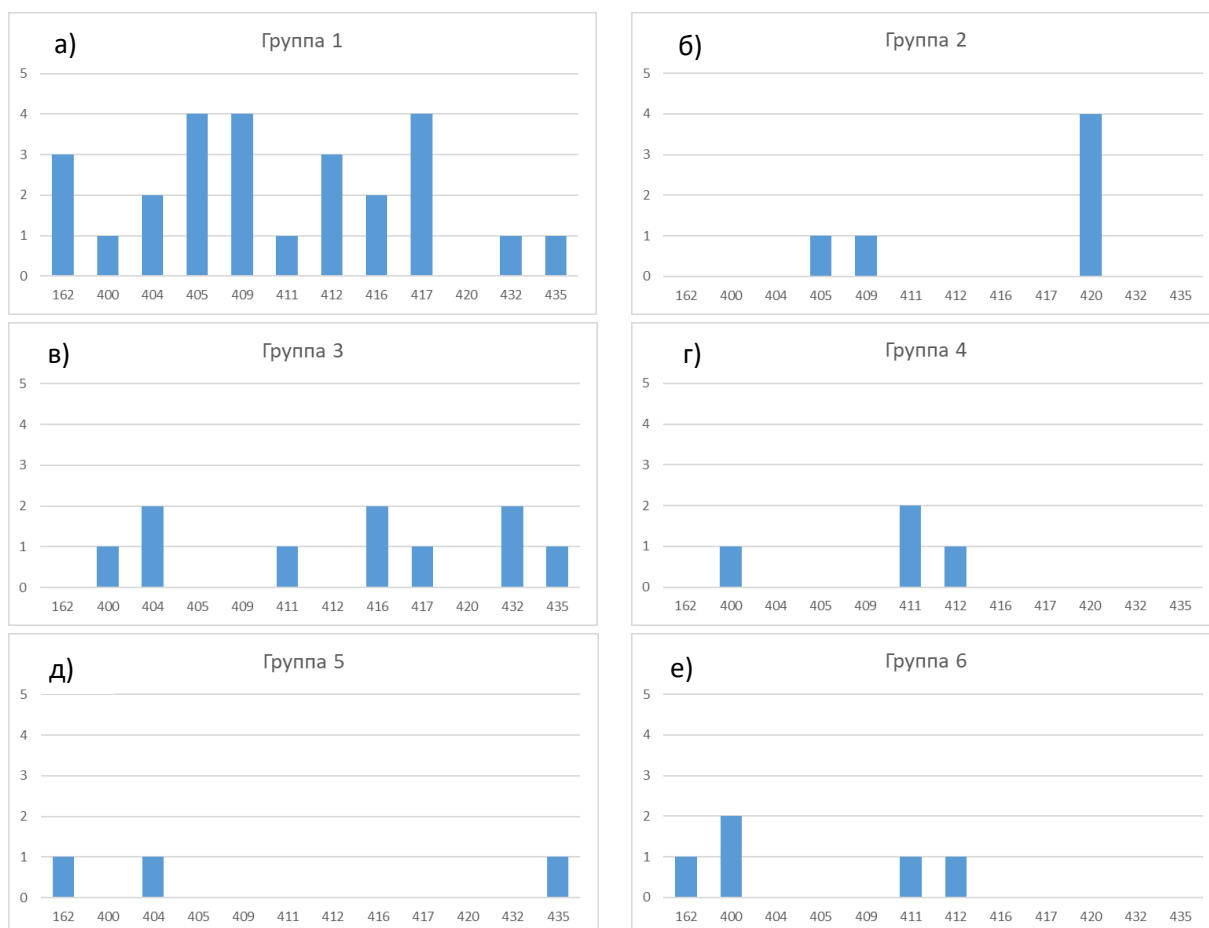


Рис. 3.21 Диаграммы распределения добывающих скважин Гагаринского месторождения по группам: а) группа 1; б) группа 2; в) группа 3; г) группа 4; д) группа 5; е) группа 6.

По рисунку 3.21 можно отметить добывающую скважину 420, в которой преобладает количество пар, отнесенных в группу 3 и отсутствует группа 1, тогда как остальные пары скважин этого исследования отнесены к группе 1.

#### *Опалихинское месторождение*

Каждая диаграмма прихода трассера от нагнетательной скважины к добывающей была классифицирована, согласно выделенным ранее группам.

Большинство пар скважин были отнесены в группу 3, которая характеризуется поздним приходом трассера к добывающей скважине. В группу 4 отнесено меньшее количество пар скважин (2 пары). Также небольшой процент от общего распределения в группе 5 (всего 8 пар

скважин). На рисунке 3.22 представлены диаграммы количества пар скважин относительно нагнетательной скважины.

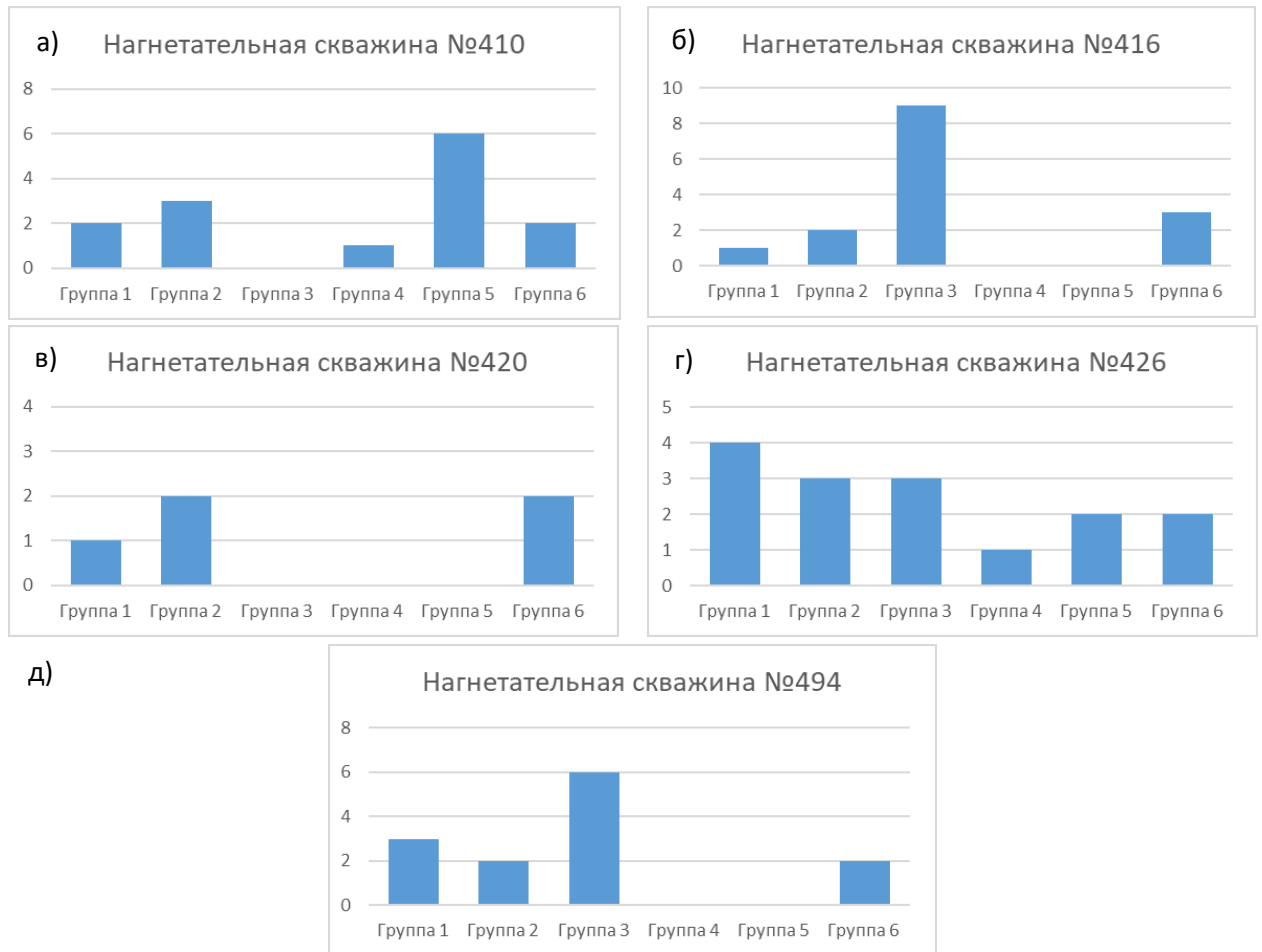
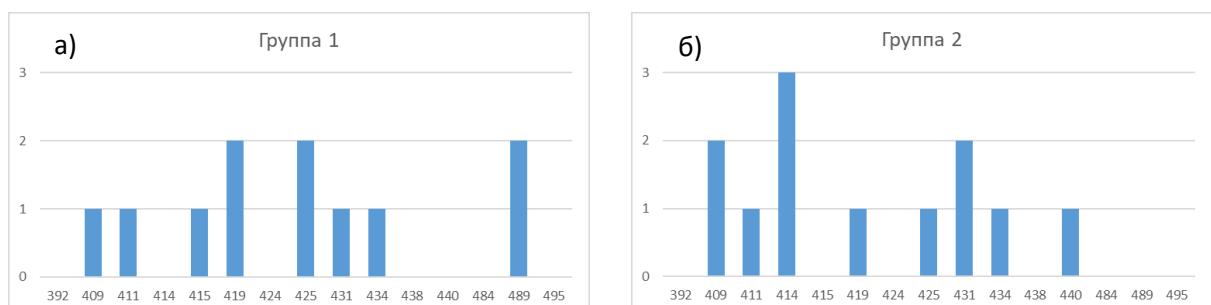


Рис. 3.22 Диаграммы количества пар скважин, отнесенных в разные группы для нагнетательных скважин: а) 410; б) 416; в) 420; г) 426; д) 494.

По диаграммам распределения, представленным на рисунке 3.23, можно отметить, что пары большинства добывающих скважин попали в группу 3, кроме скважин №№409, 431 и 484. Для каждой добывающей скважины характерно распределение в 2-3 группы. Количество отнесений добывающей скважины в одну группу не больше 3.



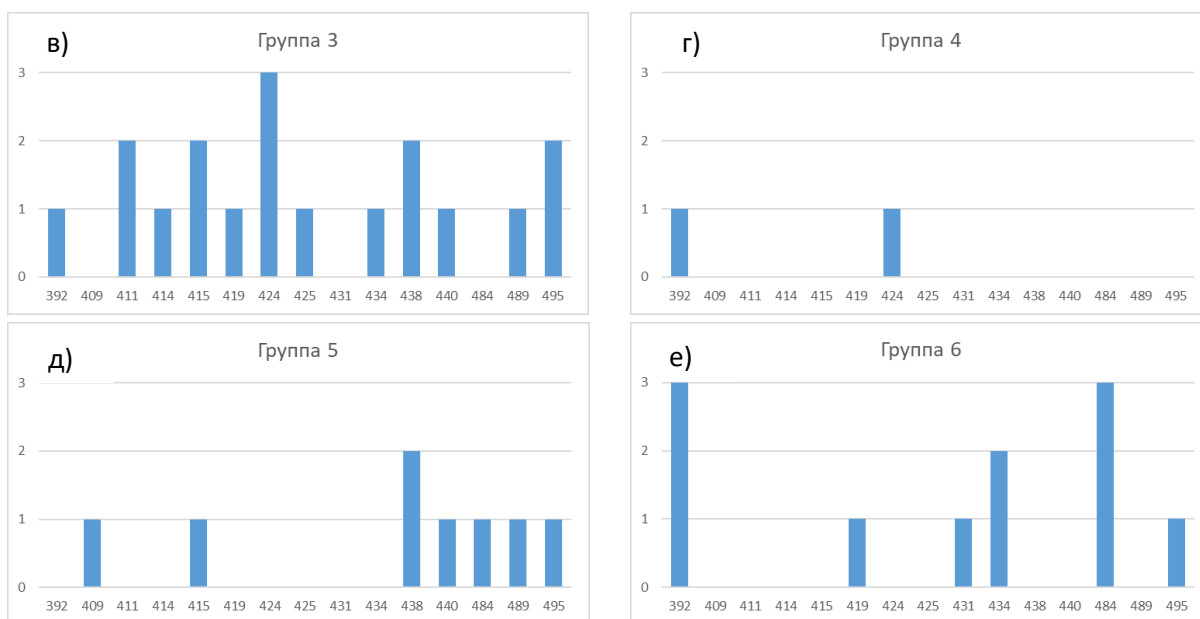


Рис. 3.23. Диаграммы распределения добывающих скважин Опалихинского месторождения по группам: а) группа 1; б) группа 2; в) группа 3; г) группа 4; д) группа 5; е) группа 6.

Таким образом видно, что по графикам прихода индикатора выделяются различные группы пар скважин, по которым можно определять степень взаимовлияния и фильтрационные потоки между скважинами, анализируя время прихода индикатора, процесс его накопления и распределение прихода меченного вещества во времени.

### 3.5 Статистический анализ результатов трассерных исследований Гагаринского месторождения.

Для исследования процесса фильтрации закачиваемой воды, были использованы статистические методы в комплексе с результатами трассерных исследований [68].

Для добывающих и нагнетательных скважин были рассмотрены различные геологические характеристики: коэффициенты пористости ( $K_{пор}$ ), проницаемости ( $K_{пр}$ ), нефтенасыщенности ( $K_n$ ), песчаности ( $K_{песч}$ ) и расчлененности ( $K_{расчл}$ ), эффективная нефтенасыщенная толщина пласта ( $H_{эф.н.}$ ).

Показатели разработки включают: дебиты ( $Q$ ) и накопленная добыча жидкости ( $Q_{ж.н}$ ) и нефти ( $Q_{н.н}$ ), обводненность продукции скважин ( $W$ ), данные пластового ( $P_{пл}$ ) и забойного давлений ( $P_{заб}$ ) в период проведения трассерных исследований рассчитанные вручную методом произведений, с применением ПО Saphir, и определенные при помощи телеметрической системы (ТМС), значения депрессии, рассчитанный скин-фактор и проницаемость по исследованиям, а также параметры трещиноватости, рассчитанные по данным ГДИ, включающие долю трещиноватости (емкость трещин) ( $\omega_{тр}$ ), раскрытость трещин ( $b_{тр}$ ) и проницаемость трещин ( $K_{пр.тр}$ ).

Также были использованы параметры, учитывающие изменчивость пласта между добывающей и нагнетательной скважинами: разность и градиент геологических параметров и рассчитанных параметров трещиноватости (табл. 3.2).

Таблица. 3.2 Дополнительные производные параметры трещиноватости

$D \omega_{тр} = \omega_{тр} \text{ нагн.скв.} - \omega_{тр} \text{ доб.скв}$
$D b_{тр} = b_{тр} \text{ нагн.скв.} - b_{тр} \text{ доб.скв}$
$D K_{пр.тр} = K_{пр.тр} \text{ нагн.скв.} - K_{пр.тр} \text{ доб.скв}$

Для учета неоднородности геологических параметров между нагнетательной скважиной и добывающей были рассчитаны градиенты всех рассматриваемых геологических параметров (табл. 3.3).

Таблица 3.3 Дополнительные производные геологические параметры

$\text{GradD } K_{\text{пор}} = (K_{\text{пор}} \text{ нагн.скв.} - K_{\text{пор}} \text{ доб.скв.}) / L$
$\text{GradD } K_{\text{пр}} = (K_{\text{пр}} \text{ нагн.скв.} - K_{\text{пр}} \text{ доб.скв.}) / L$
$\text{GradD } K_{\text{н}} = (K_{\text{н}} \text{ нагн.скв.} - K_{\text{н}} \text{ доб.скв.}) / L$
$\text{GradD } K_{\text{несч}} = (K_{\text{несч}} \text{ нагн.скв.} - K_{\text{несч}} \text{ доб.скв.}) / L$
$\text{GradD } K_{\text{расчл}} = (K_{\text{расчл}} \text{ нагн.скв.} - K_{\text{расчл}} \text{ доб.скв.}) / L$
$\text{GradD } H_{\text{эф.н.}} = (H_{\text{эф.н.}} \text{ нагн.скв.} - H_{\text{эф.н.}} \text{ доб.скв.}) / L$

где L – расстояние между скважинами.

В ходе анализа для фаменских отложений Гагаринского месторождения был проведен регрессионный анализ [14,65,66]. В качестве зависимой переменной был выбран вынесенный процент индикатора по каждой скважине, по отношению к суммарному выносу (FP), после чего было получено регрессионное уравнение:

$$FP = 0,411Q_{\text{ж}} + 23,553 \omega_{\text{тр}} - 142 \text{grad } DK_{\text{пр}} - 284,4 \text{grad } DK_{\text{расчл}} + 14,6K_{\text{пр}} - 20,1$$

$$R^2 = 0,766$$

Достижимый уровень значимости  $p$  по всем параметрам, менее 0,05. Наибольший вклад в распределение потоков оказывает дебит жидкости исследуемой скважины. Емкость трещин также оказывает значительный вклад: чем больше трещиноватость в зоне добывающей скважины, тем больший объем воды в нее будет поступать. Подобная зависимость наблюдается для коэффициента проницаемости (рассчитанного при помощи ПО Saphir) добывающей скважины, с увеличением которого увеличивается процент прихода закачиваемой воды. Обратную связь имеют параметры градиентов коэффициентов проницаемости и расчлененности.

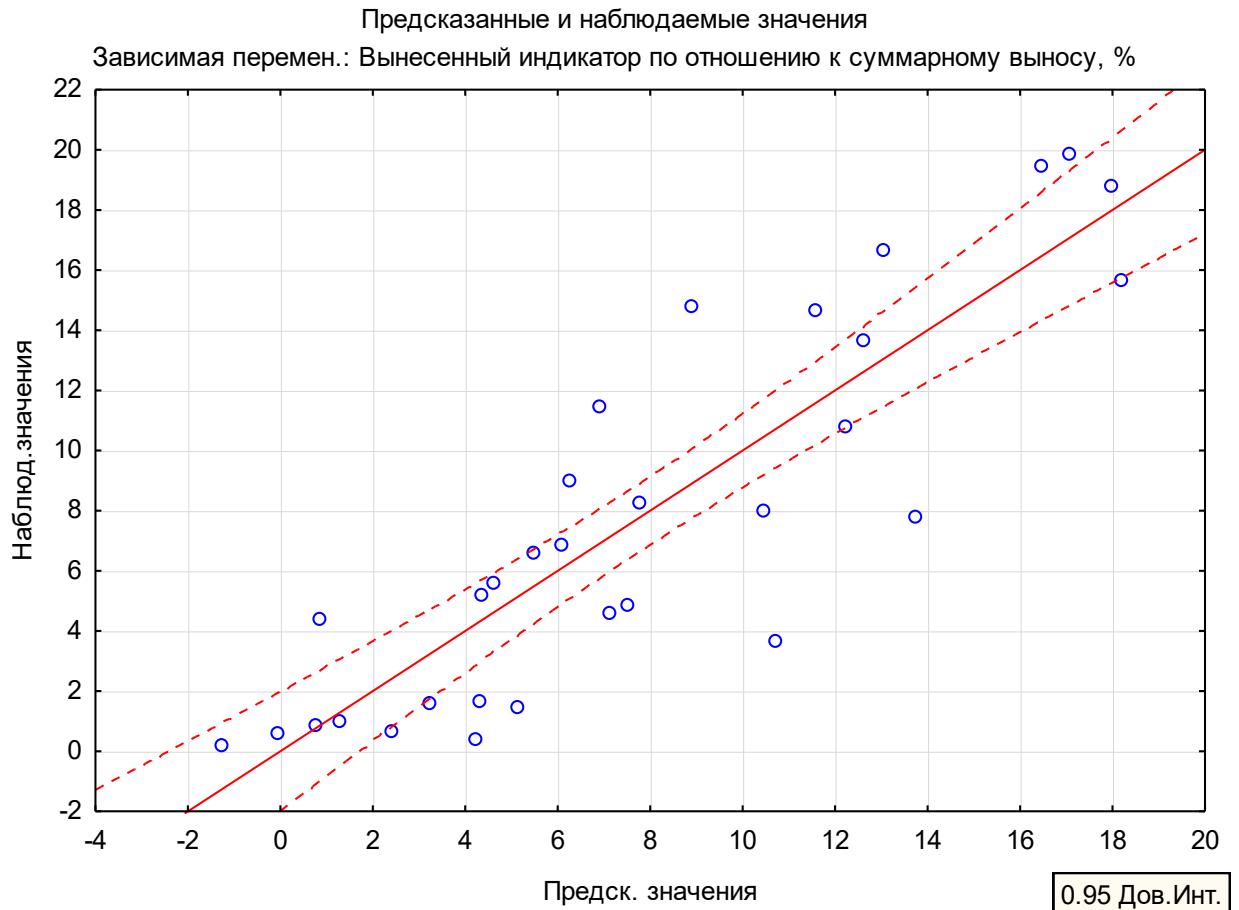


Рис. 3.24 График зависимости предсказанных и фактических (наблюдаемых) значений распределения фильтрационных потоков объекта Фм Гагаринского месторождения

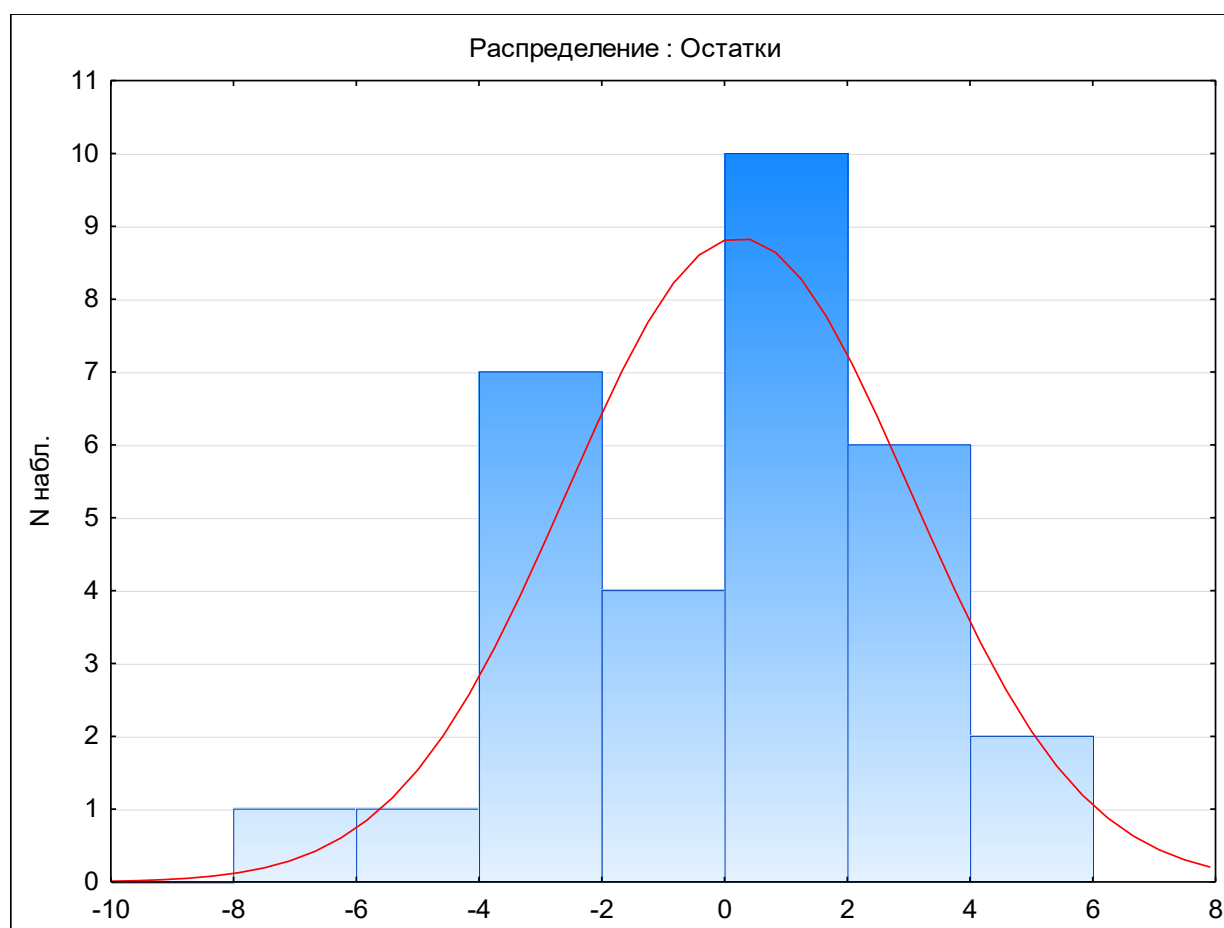


Рис.3.25 Гистограмма распределения остатков от предсказанных и фактических значений

На графике сравнения предсказанных и наблюдаемых значений (рис.3.24) видно, что расчеты по большинству скважин соответствуют или не сильно отличаются от фактических значений. По гистограмме распределения остатков видно, что наибольшее число наблюдений показывает отклонения на  $\pm 2\%$  (рис.3.25). Наибольшее отличие прогнозного значения от фактического наблюдается для пары для пары скважин №71-№432 и составляет 7%. По графику сравнения предсказанных и фактических показателей и высокому значению критерия оценки качества регрессионной модели  $R^2$  можно говорить о высокой степени достоверности регрессионной модели.

Для проверки полученных данных была проведена оценка с помощью пошагового линейного дискриминантного анализа.

Для оценки сообщаемости добывающих скважин и скважин ППД был рассчитан параметр  $dFP$ , характеризующий степень влияния нагнетательной

скважины на добывающие в очаге, как разность между показателем распределения фильтрационных потоков в скважине (измеряемого в %) и средним значением этого показателя по очагу:

$$dFP = FP_i - \overline{FP}$$

,где  $FP_i$  – показатель распределения фильтрационных потоков в  $i$  скважине,  $\overline{FP}$  - среднее арифметическое значение распределения фильтрационных потоков в очаге.

Если  $dFP < 0$ , то скважина имеет плохую взаимосвязь с нагнетательной скважиной в очаге, при  $dFP > 0$  отмечается высокое влияние нагнетательной скважины на добывающую скважину.

Целью работы является сопоставление результатов трассерных исследований (показателя  $dFP$ ) с геологическими и промысловыми характеристиками.

По рассчитанному показателю  $dFP$  пары скважины были разделены на 2 класса: если  $dFP < 0$ , добывающая скважина имеет плохую взаимосвязь с нагнетательной скважиной в очаге и данная пара добывающая–нагнетательная скважина относится к классу «плохой гидродинамической связи» («ПС»), при  $dFP > 0$  отмечается высокое влияние нагнетательной скважины на добывающую скважины и данная пара скважин относится к классу «хорошей гидродинамической связи» («ХС»). Пары скважин, участвующих в трассерных исследованиях Гагаринского месторождения, были поделены на группы (табл. 3.4)

Таблица 3.4 Исходная классификация скважин объекта ФМ Гагаринского месторождения

Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	Класс	Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	Класс
406	162	ПС	421	411	ПС
406	400	ПС	421	412	ПС
406	404	ПС	421	416	ПС
406	405	ПС	421	417	ХС
406	409	ХС	421	420	ПС
406	411	ПС	71	162	ХС

406	412	ПС	71	400	ХС
406	417	ХС	71	404	ХС
406	432	ХС	71	405	ПС
406	435	ХС	71	409	ХС
223	162	ПС	71	411	ПС
223	400	ХС	71	412	ПС
223	404	ХС	71	416	ПС
223	405	ПС	71	417	ХС
223	409	ХС	71	420	ПС
223	411	ПС	71	432	ПС
223	412	ПС	71	435	ПС
223	416	ПС	402	162	ХС
223	417	ПС	402	400	ХС
223	420	ПС	402	404	ПС
223	432	ПС	402	405	ХС
223	435	ХС	402	409	ХС
421	162	ХС	402	411	ПС
421	400	ХС	402	412	ПС
421	404	ХС	402	416	ПС
421	405	ПС	402	417	ХС
421	409	ХС	402	420	ПС

После деления на классы был применен пошаговый линейный дискриминантный анализ. Варианты применения в научных исследованиях статистических методов анализа для решения аналогичных задач приведены в работах [7,10,11,13,22,24,26,84,89,109-110]. Для получения дискриминантной функции в обучающей выборке использовались только те очаги, в которых трассер мог распространяться во все стороны от нагнетательной скважины и при этом быть обнаружен в окружающих добывающих скважинах (итого 31 пара скважин).

По итогу была получена дискриминантная функция:

$$Z = 6,77 - 0,12Q_{ж} - 4,43\omega_{тр} - 0,04b_{тр} + 17,03grad DK_{пр}$$

Гистограмма распределения значений по категориям приведена на рисунке 3.26.



Из таблицы 3.5 видно, что процент верной классификации для класса «хор» 63,6%, для класса «пл» 85,7%, общий процент верной классификации 78%.

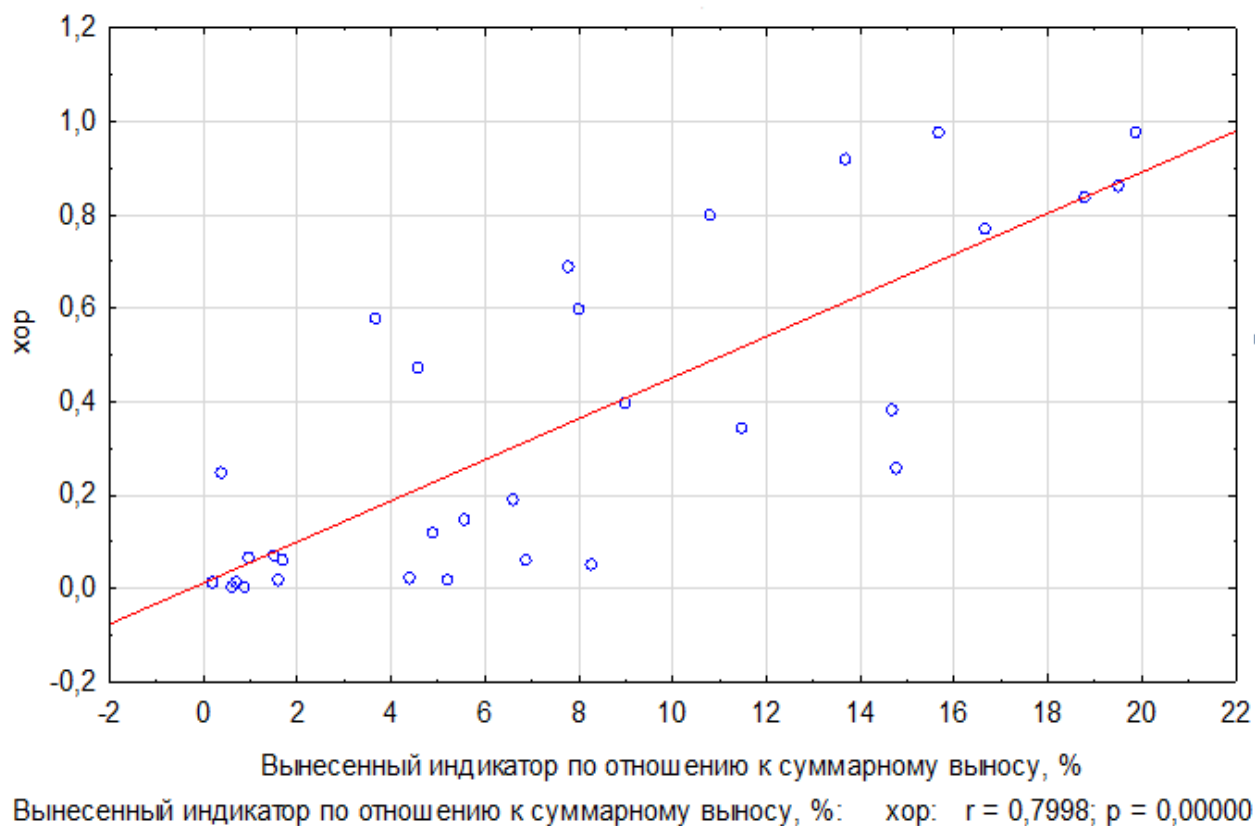


Рис.3.27 Сопоставление апостериорной вероятности для класса «хор» и распределения фильтрационного потока Гагаринского месторождения

Расчитанные апостериорные вероятности были сравнены с реальными значениями распределения потока (рис.3.27). По графику видно, что апостериорные вероятности класса «хороших» скважин статистически значимо коррелируются с долей фильтрационных потоков в скважинах с  $r=0.7998$ ,  $p=0.0000$ .

Таким образом при сравнении параметров, определенных в результате регрессионного и дискриминантного анализа, можно отметить совпадение большей части характеристик: дебита жидкости, параметра доли трещиноватости (емкости трещин) и проницаемости пласта. По результатам расчетов видно, что расчет с помощью дискриминантного анализа

подтвердил многомерный регрессионный анализ, что говорит о достоверности прогнозов.

### **3.6 Статистический анализ результатов трассерных исследований Опалихинского месторождения.**

Для определения параметров, влияющих на распределение закачиваемой воды внутри коллектора, были сопоставлены характеристики пласта и скважин с результатами трассерных исследований. Для исследования были использованы геологические характеристики пласта по данным РИГИС, показатели разработки по добывающим и нагнетательным скважинам, данные телеметрии скважин, результаты гидродинамических и трассерных.

Для добывающих и нагнетательных скважин были рассмотрены следующие геологические характеристики: коэффициенты пористости ( $K_{пор}$ ), проницаемости ( $K_{пр}$ ), нефтенасыщенности ( $K_n$ ), песчаности ( $K_{песч}$ ) и расчлененности ( $K_{расчл}$ ), эффективная нефтенасыщенная толщина пласта ( $H_{эф.н.}$ ).

Показатели разработки включают: дебиты ( $Q$ ) и накопленная добыча жидкости ( $Q_{ж.н}$ ) и нефти ( $Q_{н.н}$ ), обводненность продукции скважин ( $W$ ), данные пластового ( $P_{пл}$ ) и забойного давлений ( $P_{заб}$ ) в период проведения трассерных исследований, а также параметры трещиноватости, рассчитанные по данным по данным ГДИ, включающие долю трещиноватости (емкость трещин) ( $\omega_{тр}$ ), раскрытость трещин ( $b_{тр}$ ) и проницаемость трещин ( $K_{пр.тр}$ ).

Для оценки степени влияния рассматриваемых параметров на распределение потоков фильтрации воды был применен пошаговый многомерный регрессионный анализ [90,96,107]. В качестве зависимой переменной был выбран вынесенный процент индикатора по каждой скважине, по отношению к суммарному выносу.

В ходе анализа была получена зависимость:

$$Z = 1,215K_{\text{пр.трещ.доб.}} + 0,0455b_{\text{тр}} + 33,9DK_{\text{песч}} + 4,34K_{\text{расчл.нагн.}} + 0,64P_{\text{пл}} + 0,00494K_{\text{пр.нагн}} - 0,43$$

$$R^2 = 0,436$$

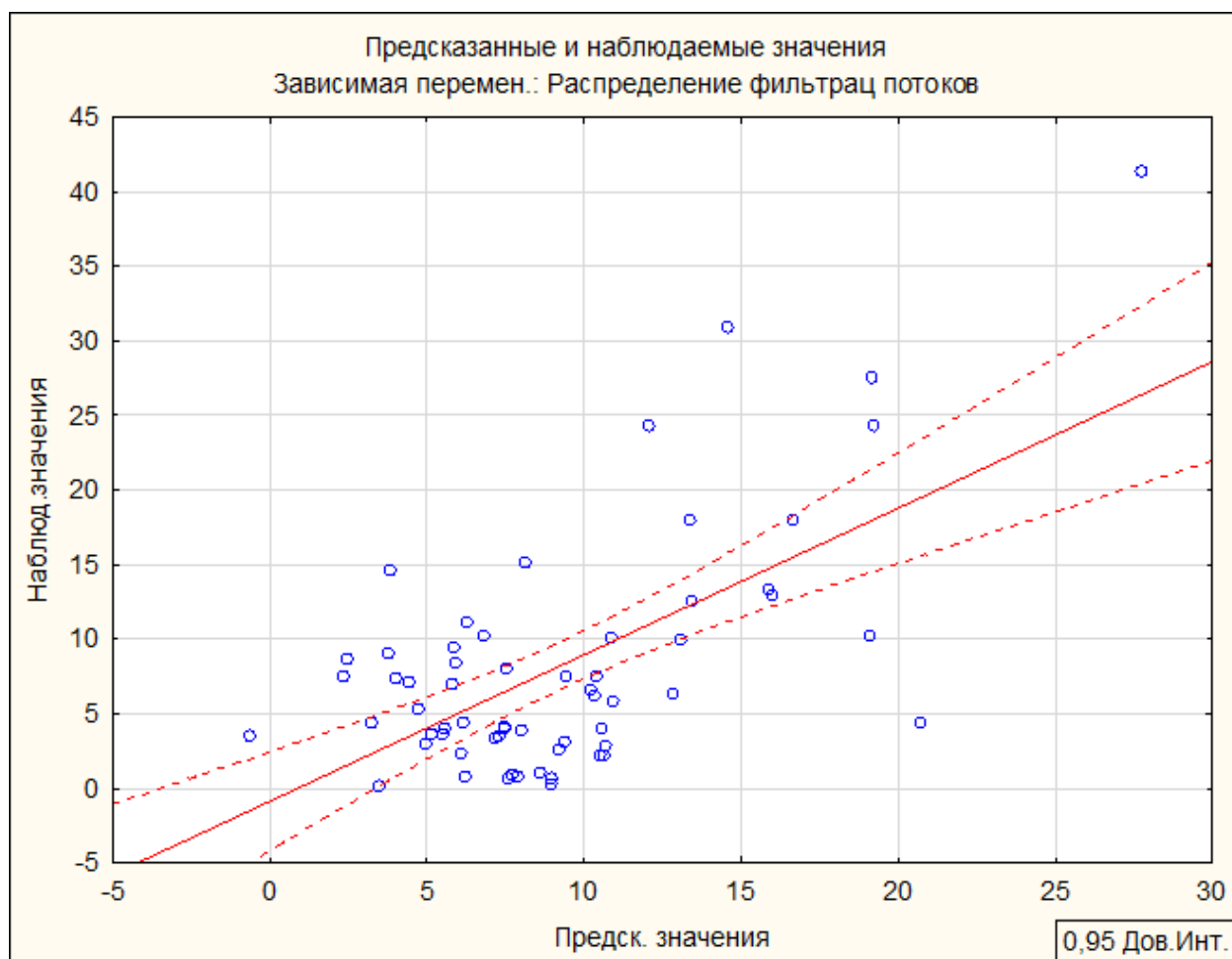


Рис.3.28 График зависимости предсказанных и фактических (наблюдаемых) значений распределения фильтрационных потоков объекта Т Опалихинского месторождения

Результаты анализа показали, что критерий оценки качества регрессионной зависимости, коэффициент детерминации  $R^2$  низкий. На графике распределения прогнозных и фактических значений (рис. 3.28) видны многочисленные выбросы и отклонения между показателями, что говорит о невозможности использования данной зависимости для прогноза.

Для использования пошагового линейного дискриминантного анализа по аналогии с фаменским объектом Гагаринского месторождения были рассчитаны параметры  $dFP$  для каждой пары скважин, участвующих в

трассерных исследованиях. Используя разработанную классификацию 62 пары скважин были подразделены на классы «ХС» и «ПС» по показателю  $dFP$  (табл. 3.6).

Таблица 3.6 Исходная классификация скважин объекта Т  
Опалихинского месторождения

Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	Класс	Нагнетательная скважина	Добывающая скважина	Класс
410	392	ХС	420	419	ХС
410	409	ПС	420	434	ПС
410	411	ПС	420	484	ХС
410	415	ПС	426	392	ПС
410	419	ХС	426	409	ПС
410	424	ПС	426	411	ПС
410	425	ПС	426	414	ПС
410	431	ХС	426	415	ПС
410	434	ХС	426	419	ХС
410	438	ПС	426	424	ХС
410	440	ПС	426	425	ХС
410	484	ПС	426	431	ХС
410	489	ПС	426	434	ХС
410	495	ПС	426	438	ПС
416	392	ПС	426	440	ПС
416	409	ХС	426	484	ХС
416	411	ПС	426	489	ПС
416	414	ХС	426	495	ПС
416	415	ПС	494	392	ХС
416	419	ПС	494	409	ХС
416	424	ХС	494	411	ПС
416	425	ПС	494	414	ХС
416	431	ПС	494	415	ПС
416	434	ХС	494	419	ХС
416	438	ПС	494	424	ХС
416	440	ХС	494	425	ПС
416	484	ХС	494	431	ХС
416	489	ПС	494	434	ПС
416	495	ХС	494	438	ХС
420	392	ХС	494	489	ПС
420	414	ХС	494	495	ПС

При помощи  $t$ -критерия Стьюдента [30, 31] было проведено сравнение средних значений для добывающих скважин и для пар добывающих-нагнетательных скважин, по рассматриваемым показателям [73,77,85].  $t$ -критерий Стьюдента вычислялся по формуле:

$$t = \frac{M_1 - M_2}{\sqrt{m_1^2 + m_2^2}}$$

где  $M_1$  – средняя арифметическая первой группы,

$M_2$  - средняя арифметическая второй сравниваемой группы,

$m_1$  – стандартная ошибка первой группы,

$m_2$  – стандартная ошибка второй группы.

Всего рассмотрено 37 показателей, из которых 7 оказались статистически значимыми (табл. 3.7).

Таблица 3.7 Сравнение средних значений по  $t$ -критерию Стьюдента в классах «ХС» и «ПС»

Параметр	Группа параметров	Среднее - ХС	Среднее - ПС	t-знач.	p
W, %	Показатели разработки	76.46	65.32	2.368	0.021
Qж, м <sup>3</sup> /сут		21.71	15.21	3.511	0.0009
Qн.н, т		39607.50	34534.40	2.189	0.032
Qж.н, м <sup>3</sup>		92941.14	70851.99	3.125	0.003
Красчл, д.ед.	Параметры пласта	8.96	10.29	-2.082	0.042
D отр, д.ед.		-0.13	0.18	-2.265	0.027
GradD Красчл, пропласт. /м		-0.000496	-0.002834	2.014	0.049

Анализ рассматриваемых показателей показывает, что из 7 статистически значимых различий 4 параметра относятся к показателям разработки (или 57 %) и 3 параметра к геологическим свойствам пласта (или 43%). Все значения  $t$ -критерия Стьюдента имеют высокое значение и

обладают достигаемым уровнем значимости  $p < 0.05$ . Для группы показателей разработки характерно превышение рассматриваемых показателей для класса «ХС» над «ПС». Для параметров пласта (характеристики коллекторов) только для GradD Красчл наблюдается превышение среднего значения в классе «ХС». Следует отметить, что из 3 рассматриваемых характеристик параметров пласта, параметр  $D_{\text{отр}}$  – является динамической величиной т.к. доля трещиноватости (емкость трещин) зависит от пластового давления.

Используя предложенную классификацию по показателю  $dFP$  на классы «ХС» и «ПС» в 62 парах добывающих и нагнетательных скважин, по обучающей выборке, был проведен пошаговый линейный дискриминантный анализ (ПЛДА), позволяющий получить дискриминантную функцию и определить наиболее значимые характеристики скважин для качественной классификации.

Итоги дискриминантного анализа представлены в таблице 3.8:

Таблица 3.8. Итоги анализа дискриминантной функции

	Уилкса - Лямбда	Частная - Лямбда	F- исключ - (1,56)	p-уров.	Толер.	1-толер. - (R-кв.)
W, %	0.70324	0.92005	4.86602	0.03151	0.53843	0.46157
Рзаб, МПа	0.80791	0.80085	13.9256	0.00044	0.44504	0.55495
Qн.н., т	0.72750	0.88936	6.96623	0.01073	0.76435	0.23564
$D_{\text{отр.}}$ , д.ед	0.74761	0.86545	8.70614	0.00462	0.69889	0.30110
GradDKпор, д.ед/м	0.69345	0.93303	4.01898	0.04983	0.74181	0.25818

По итогам ПЛДА [57] была получена дискриминантная функция Z:

$$Z = - 0,58870 + 0.03517 W - 0.38588 \text{ Рзаб} + 0,00007052 \text{ Qн.н.} - \\ - 1.38733 \text{ D}_{\text{отр}} + 96,27906 \text{ Grad Kпор}$$

$$\text{Лямбда Уилкса} := 0,647, \chi^2 = 25,035, p = 0,000137, R=0,60$$

Гистограмма распределения канонических значений дискриминантной функции  $Z$  представлена на рисунке 3.29:

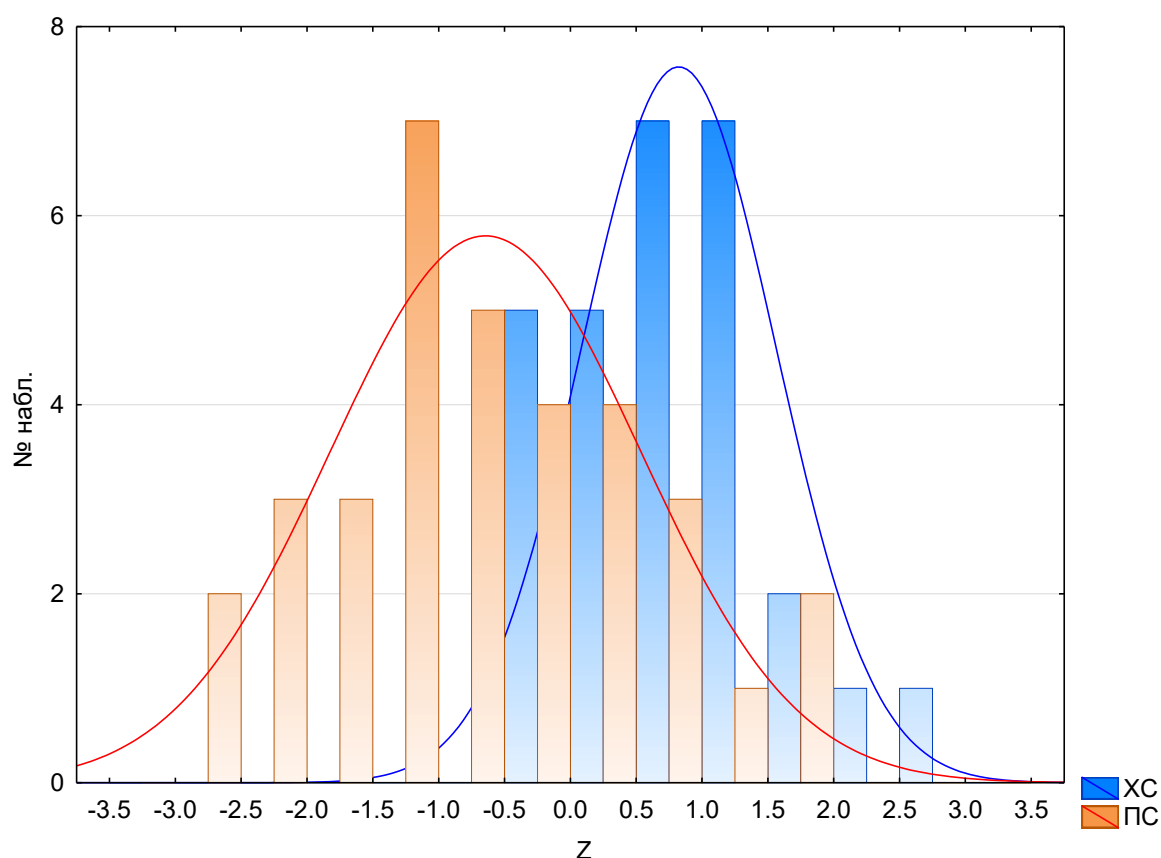


Рис.3.29. Гистограмма корней дискриминантной функции по классам для центральной части объекта Т Опалихинского месторождения

По графику видно, что скважины категории ХС находятся преимущественно в зоне положительных значений параметра  $Z$  в диапазоне от -0.44 до 2.5. Диапазон значений  $Z$  для категории ПС изменяется от -2.7 до 1.6, однако больше 70% наблюдений находится в зоне отрицательных значений. На гистограмме наблюдается достаточно большая область перекрытия классов «ХС» и «ПС» при значениях  $Z$  от -0.44 до 1,6, где наблюдается незначительное превышение количества определений «ХС» над «ПС».

Анализ значений  $Z$  показывает, что наибольшее влияние на распределение закачиваемой воды внутри пласта имеют показатели

обводненности ( $W$ ), забойного давления добывающей скважины ( $P_{заб}$ ), накопленной добычи нефти ( $Q_{н.н}$ ), разности параметра доли трещиноватости (емкости трещин) между нагнетательной и добывающей скважиной ( $D_{отр}$ ), а также градиент коэффициента пористости ( $GradD_{Кпор}$ ).

Анализ функции  $Z$  показывает, что  $Z > 0$  для пары с хорошей гидродинамической связью, которые обладают высокими значениям обводненности  $W$  в добывающих скважинах (положительное значение коэффициента при  $W$ ). Это связано с наличием промытых высокопроницаемых обводненных каналов и установившихся фильтрационных потоках. Отрицательный коэффициент при  $P_{заб}$  объясняется тем, что понижение забойного давления способствует притоку жидкости в скважину, за счет увеличения депрессии. Положительный коэффициент при показателе накопленной добычи нефти  $Q_{н.н}$  указывает на необходимость долговременной эксплуатации и формирования промытых зон. Параметр  $D_{отр}$  имеет отрицательный угловой коэффициент, что объясняется положительным влиянием низкой трещиноватости в скважине ППД и высокой в добывающей, так как низкая трещиноватость в нагнетательной скважине способствует равномерному распространению фронта вытеснения во всех направлениях, а высокая трещиноватость добывающей скважины способствует получению части фильтрационных потоков из более удаленных от скважины зон. Положительное значение коэффициента у  $GradD_{Кпор}$  объясняется высоким значением пористости в нагнетательной скважине, что способствует большей поровой емкости пласта и накоплению упругой энергии в районе скважины, и малому расстоянию между добывающей и нагнетательной скважинами. Высокие значения  $Grad_{Кпор}$  характерны для скважин на небольшом удалении друг от друга.

Для определения граничного значения  $Z_{гранич}$ , позволяющего отделить класс ПС от ХС по дискриминантной функции, воспользуемся зависимостью апостериорной вероятности отнесения к группе ХС -  $P(Z)$  от значений  $Z$  (рис. 3.30).

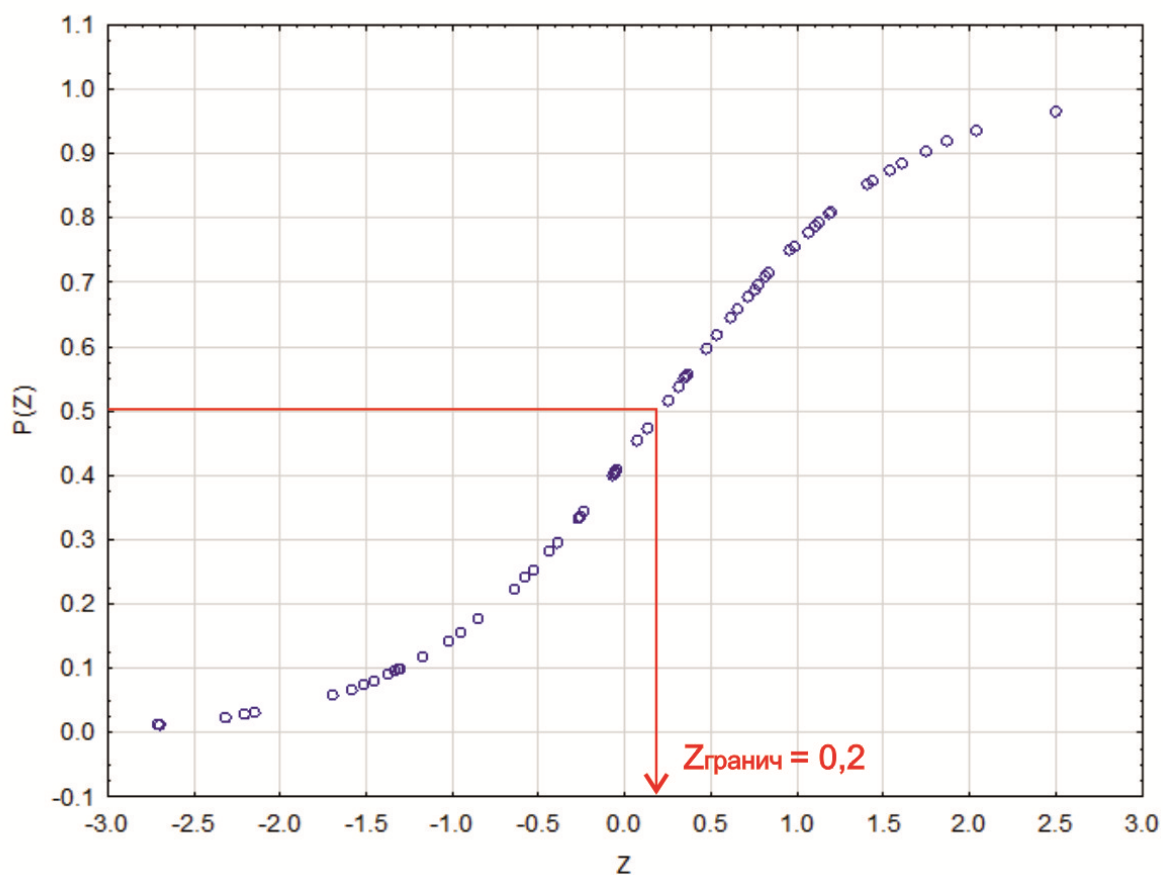


Рис. 3.30 Зависимость  $P(Z)$  от  $Z$  по обучающей выборке на центральной части объекта Т Опалихинского месторождения

По графику видно, что граничное значение  $Z_{\text{гранич}}$  для определения скважины в категорию с хорошей взаимосвязью равно 0,2. Скважины с значением  $Z$  меньше 0,2 будут отнесены в категорию «ПС».

Процент верной классификации добывающих скважин по обучающей выборке центрального поднятия представлен в таблице 3.9:

Таблица 3.9 Результаты классификации для обучающей выборки центрального поднятия

Классы	% правильной классификации скважин	ХС	ПС
ХС	82.1	23	5
ПС	76.5	8	26
Всего	79.0	31	31

Прим: Строки: наблюдаемые классы Столбцы: предсказанные классы

Использование полученной дискриминантной функции обеспечивает процент правильного отнесения скважин к группе «ХС» 82,1%, для группы «ПС» – 76,5%. В общем процент правильного распределения в группах составил 79%.

Таким образом, в результате проведенного анализа по обучающей выборке центрального понятия были определены параметры, оказывающие наибольшее влияние на процент распределения закачиваемой воды по очагу, а полученная дискриминантная функция и граничное значение  $Z_{\text{гранич}}$  – позволяет прогнозировать класс гидродинамической связи (степени взаимовлияния) для пар добывающих и нагнетательных скважин в очаге.

Для проверки полученной модели, основанной на дискриминантной функции  $Z$  по обучающей выборке, были использованы данные трассерных исследований Западного поднятия исследуемого месторождения [67].

Трассерные исследования на этом объекте были проведены в октябре 2016 года и включали в себя очаги 2х нагнетательных скважин (№1016 и №1023) и 12 добывающих скважин в них (рис.3.31), которые стали проверочной выборкой. Эти данные не использовались при проведении ПЛДА на предыдущем этапе получения функции  $Z$ .

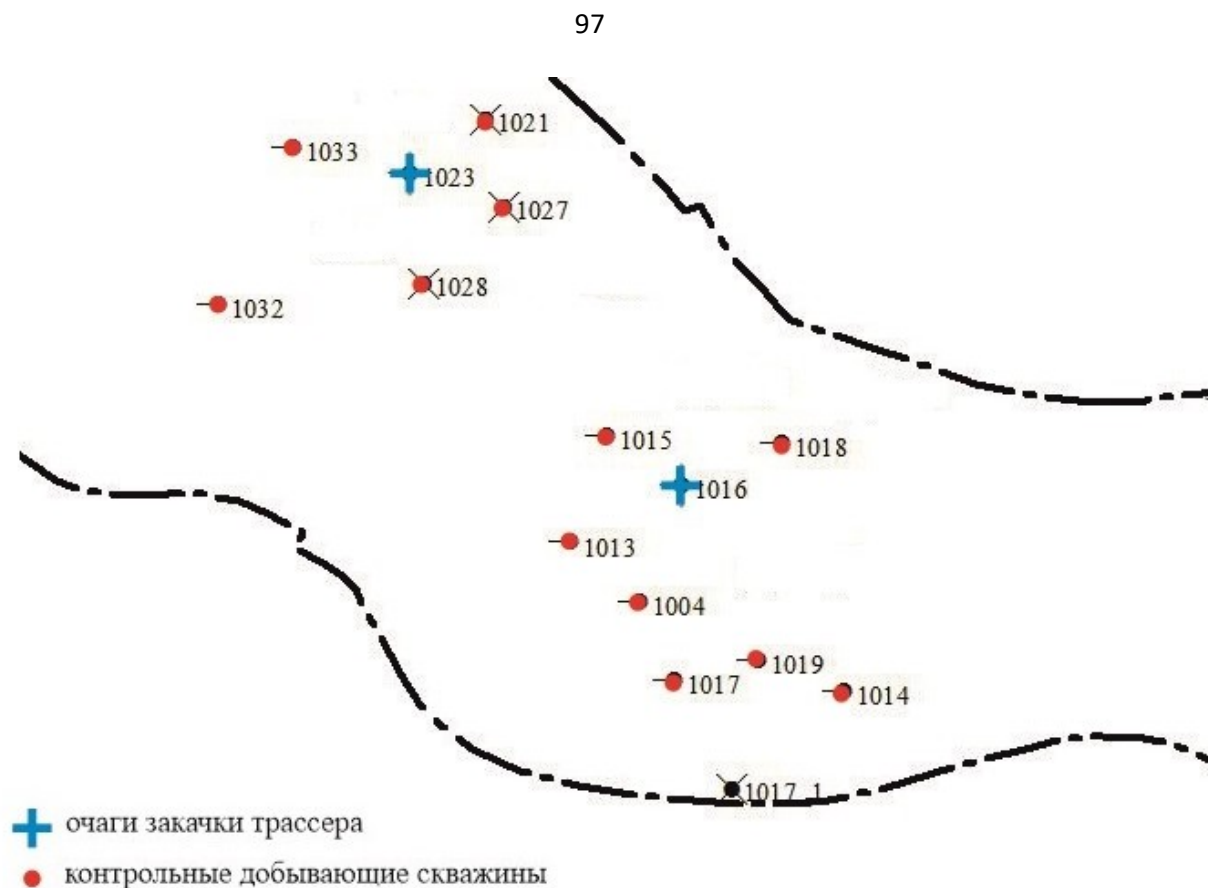


Рис. 3.31. Схема Западного поднятия с очагами закачки трассера

Для скважин проверочной выборки были использованы и рассчитаны необходимые характеристики для применения модели прогноза класса взаимосвязи ХС и ПС:  $W$ ,  $P_{зab.}$ ,  $Q_{н.н.}$ ,  $D_{отр.}$ ,  $Grad\ Knop$ .

Применение полученной модели прогноза  $Z$  для соседнего западного поднятия допустимо, так как оба объекта исследования являются единой залежью, объединенной одним контуром нефтеносности, с близкими геологическими параметрами, свойствами флюида и единым подходом к разработке.

По ранее полученной дискриминантной функции  $Z$ , построенной на обучающей выборке Центральной части, был рассчитан показатель  $Z^*$  по проверочной выборке и используя граничное значение  $Z=0,2$  определен класс для пары скважин в очаге.

Используя результаты трассерных исследований Западного поднятия был рассчитан критерий  $dFP$  по которому была произведена фактическая

классификация скважин. Затем производилось сопоставление прогнозных и фактических оценок гидродинамической связи.

На рис.3.32 представлено корреляционное поле между  $Z$  и  $dFP$ .

$$Z = -0,58870 + 0,03517 W - 0,38588 P_{заб} + 0,00007052 Q_{н.н.} - 1,38733 D_{\text{отр}} + 96,27906 \text{ Grad Кпор}$$

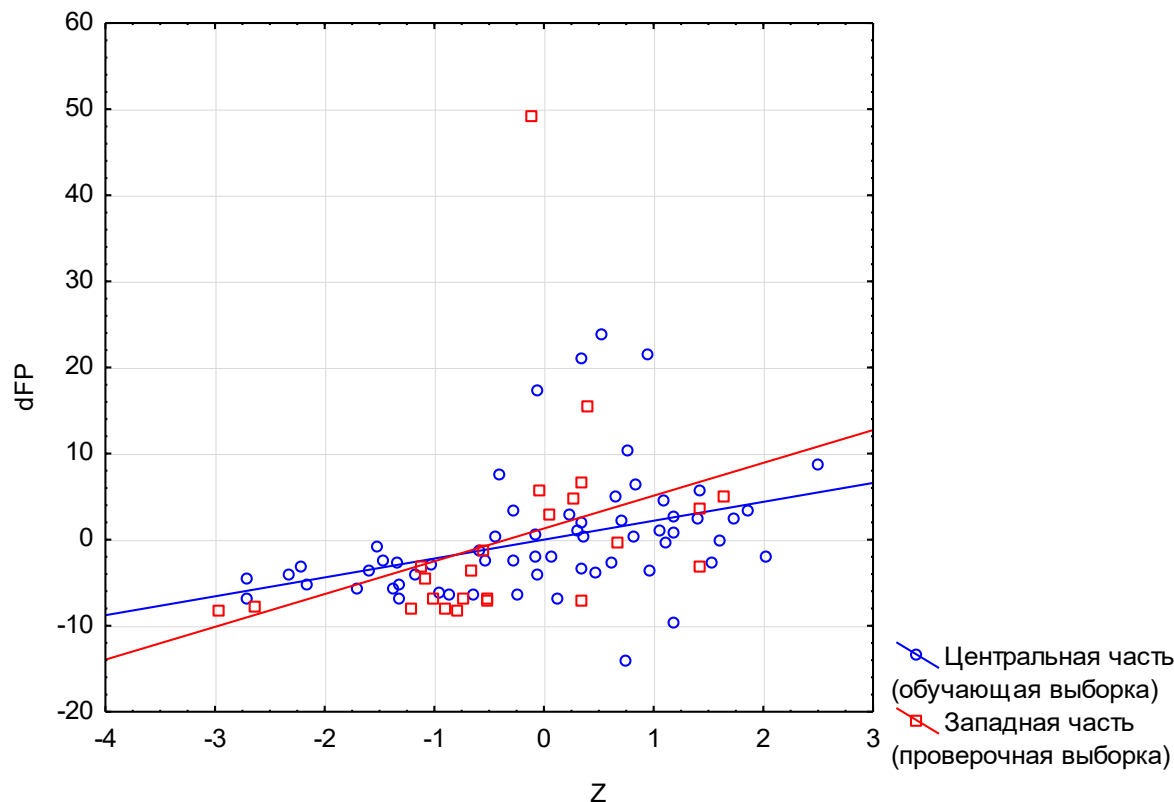


Рис. 3.32 Корреляционные поля между  $Z$  и  $dFP$  по Центральному и Западному поднятиям исследуемого месторождения

Отсюда видно, что при общем невысоком значении  $r$  имеется положительная зависимость между фактической характеристикой взаимосвязи добывающих и нагнетательных скважин  $dFP$  и расчетной характеристикой  $Z$ , основанной на характеристиках и параметрах работы скважин. Корреляционные поля обучающей выборки (центрального поднятия) и проверочной выборки (Западного поднятия) достаточно хорошо совпадают. Имеется единичный выброс в проверочной выборке со значением  $dFP=49.16$ . Высокое значение  $dFP$  связана с аномально высоким процентом распределения фильтрационного потока в скважину №1018.

В целом, отмечается малый разброс значений при  $Z < 0$ , что говорит о лучшей сходимости значений для категории скважин с плохой гидродинамической связью.

Процент правильно распознаваемых категорий «ХС» и «ПС» по проверочной выборке Западного поднятия представлен в таблице 3.10:

Таблица 3.10. Результаты классификации для проверочной выборки Западного поднятия

<b>Проверочная выборка</b>			
<b>Проверочная выборка</b>	<b>% правильной классификации скважин</b>	<b>ХС</b>	<b>ПС</b>
<b>ХС</b>	62.5	5	3
<b>ПС</b>	81.3	3	13
<b>Всего</b>	75.0	8	16

Прим: Строки: наблюдаемые классы Столбцы: предсказанные классы

Для очага заводнения скважины 1023 Западного поднятия процент правильного отнесения в группу ХС составил 66,7 % (2 из 3х скважин), в группу ПС – 88,9% (8 из 9 скважин). Для очага заводнения скважины 1016 правильно были выделены классы в 3 скважинах из 5 в группе ХС, что составило 60%, и 5 из 7 в группе ПС (71,4%).

В целом процент правильной классификации для всех очагов составил 75%.

Таким образом, верификация модели на проверочной выборке Западного поднятия показала хорошую прогностическую способность полученной модели прогноза взаимосвязи скважин. Таким образом, применяемый подход может быть применен для прогноза распределения фильтрационных потоков в залежи.

### **3.7 Разработка обобщенной модели прогноза гидродинамической взаимосвязи добывающих и нагнетательных скважин по значениям коэффициентов корреляции**

С целью прогноза взаимосвязи между добывающими и нагнетательными скважинами проводился корреляционный анализ между основными показателями разработки скважин и данными трассерных исследований 3 месторождений, включающих 17 очагов из нагнетательной и окружающих реагирующих скважин. Анализу подверглось 167 пар скважин. Оценкой взаимосвязи выступал показатель распределения потоков фильтрации в паре скважин, определенный по результатам трассерных исследований.

Для каждой добывающей скважины в очаге было рассчитано значение  $rFP$ , указывающее долю фильтрационного потока от среднего значения в очаге:

$$rFP = FP_i / \overline{FP}$$

Если  $rFP < 1$  д.ед., то доля потока в паре скважин в очаге меньше среднего значения, если  $rFP > 1$ , то доля потока в паре скважин в очаге больше среднего значения. Соответственно значение  $rFP < 1$  д.ед., соответствует классу пар скважин с плохой гидродинамической связью между ними («ПС»), а  $rFP > 1$  д.ед., соответствует классу пар скважин с улучшенной гидродинамической связью («ХС»).

Предварительный корреляционный анализ показывает (табл. 3.11), что зависимости связи от расстояния между нагнетательной и добывающей скважинами ( $L$ ,  $m$ ) нет, так как коэффициенты корреляции между  $rFP$  и его производными меняются в широких пределах.

При анализе отмечаются как средние положительные значения, так и стремящиеся к нулю. Таким образом, расстояния до скважины ППД ( $L$ ) не дает возможность однозначно прогнозировать взаимосвязь скважин, что связано как с геологической неоднородностью, так и с процессами фильтрации в пласте.

Таким образом требуется обязательное привлечение промысловых показателей разработки и их взаимный учет.

Таблица 3.11 Корреляционная матрица для L

Характеристика	Класс	Месторождение	rFP	Lg(rFP)	FP	L	1 / L
rFP	ХС	Опалихинское	1.000000	0.978277	0.998373	0.414969	-0.257822
rFP	ПС	Опалихинское	1.000000	0.913510	0.998556	0.117973	-0.196899
Lg(rFP)	ХС	Опалихинское	0.978277	1.000000	0.978750	0.410232	-0.247097
Lg(rFP)	ПС	Опалихинское	0.913510	1.000000	0.912463	0.147452	-0.226839
FP	ХС	Опалихинское	0.998373	0.978750	1.000000	0.421829	-0.256491
FP	ПС	Опалихинское	0.998556	0.912463	1.000000	0.106495	-0.188174
L	ХС	Опалихинское	0.414969	0.410232	0.421829	1.000000	-0.880392
L	ПС	Опалихинское	0.117973	0.147452	0.106495	1.000000	-0.879323
1 / L	ХС	Опалихинское	-0.257822	-0.247097	-0.256491	-0.880392	1.000000
1 / L	ПС	Опалихинское	-0.196899	-0.226839	-0.188174	-0.879323	1.000000
rFP	ХС	Зап-Опалихинское	1.000000	0.983234	1.000000	0.422568	-0.354474
rFP	ПС	Зап-Опалихинское	1.000000	0.849968	1.000000	-0.075767	-0.085544
Lg(rFP)	ХС	Зап-Опалихинское	0.983234	1.000000	0.983234	0.352613	-0.265101
Lg(rFP)	ПС	Зап-Опалихинское	0.849968	1.000000	0.849968	-0.157370	0.025362
FP	ХС	Зап-Опалихинское	1.000000	0.983234	1.000000	0.422568	-0.354474
FP	ПС	Зап-Опалихинское	1.000000	0.849968	1.000000	-0.075767	-0.085544
L	ХС	Зап-Опалихинское	0.422568	0.352613	0.422568	1.000000	-0.932137
L	ПС	Зап-Опалихинское	-0.075767	-0.157370	-0.075767	1.000000	-0.919304
1 / L	ХС	Зап-Опалихинское	-0.354474	-0.265101	-0.354474	-0.932137	1.000000
1 / L	ПС	Зап-Опалихинское	-0.085544	0.025362	-0.085544	-0.919304	1.000000
rFP	ХС	Гагаринское	1.000000	0.972156	1.000000	0.006298	-0.071065
rFP	ПС	Гагаринское	1.000000	0.923013	1.000000	0.031032	0.013311
Lg(rFP)	ХС	Гагаринское	0.972156	1.000000	0.972156	0.061956	-0.097535
Lg(rFP)	ПС	Гагаринское	0.923013	1.000000	0.923013	-0.076482	0.094026
FP	ХС	Гагаринское	1.000000	0.972156	1.000000	0.006298	-0.071065
FP	ПС	Гагаринское	1.000000	0.923013	1.000000	0.031032	0.013311
L	ХС	Гагаринское	0.006298	0.061956	0.006298	1.000000	-0.858247
L	ПС	Гагаринское	0.031032	-0.076482	0.031032	1.000000	-0.904619
1 / L	ХС	Гагаринское	-0.071065	-0.097535	-0.071065	-0.858247	1.000000

1 / L	ПС	Гагаринское	0.013311	0.094026	0.013311	-0.904619	1.000000
rFP	ХС	Зап-Чатылькинское	1.000000	0.996025	1.000000	-0.104998	0.120899
rFP	ПС	Зап-Чатылькинское	1.000000	0.958226	1.000000	0.483771	-0.417161
Lg(rFP)	ХС	Зап-Чатылькинское	0.996025	1.000000	0.996025	-0.088046	0.112942
Lg(rFP)	ПС	Зап-Чатылькинское	0.958226	1.000000	0.958226	0.364641	-0.316005
FP	ХС	Зап-Чатылькинское	1.000000	0.996025	1.000000	-0.104998	0.120899
FP	ПС	Зап-Чатылькинское	1.000000	0.958226	1.000000	0.483771	-0.417161
L	ХС	Зап-Чатылькинское	-0.104998	-0.088046	-0.104998	1.000000	-0.987693
L	ПС	Зап-Чатылькинское	0.483771	0.364641	0.483771	1.000000	-0.959294
1 / L	ХС	Зап-Чатылькинское	0.120899	0.112942	0.120899	-0.987693	1.000000
1 / L	ПС	Зап-Чатылькинское	-0.417161	-0.316005	-0.417161	-0.959294	1.000000

Прим: красным цветом выделении статистически значимые значения критерия Стьюдента ( $p \leq 0.05$ )

В работе рассматривались коэффициенты корреляции между следующими показателями разработки в парах скважин:

- время работы (npp, мес.);
- приемистость нагнетательной скважины (эфф.) (priet, м<sup>3</sup>/сут), скользящее среднее за 3 месяца (-1, 0, +1 месяц);
- дебит жидкости (debit\_zid, м<sup>3</sup>/сут), скользящее среднее за 3 месяца (-1, 0, +1 месяц);
- дебит воды (debit\_water, м<sup>3</sup>/сут), скользящее среднее за 3 месяца (-1, 0, +1 месяц);
- обводненность (obvod, %), скользящее среднее за 3 месяца (-1, 0, +1 месяц);
- водонефтяной фактор добывающей скважины (wor, д.ед.);
- а также производные по времени для этих показателей (d\_XXXX).

$$d\_XXXX = (\text{Текущий} - \text{Предыдущий}) / \text{время}$$

, где XXXX – обозначение производной, время = 1 месяц.

Использование скользящего среднего позволяет сглаживать динамику изменения показателей разработки и использовать исходные данные, без тщательной проверки исходных данных фактических характеристик работы

скважин. Что дает преимущества в оперативности применения методики на реальном производстве.

Коэффициенты корреляции (парной корреляции) рассчитывались по данным за 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 лет предшествующих окончанию трассерных исследований. Для исключения влияния выбросов (аномальных экстремальных значений) в расчете коэффициента корреляции производилась корректировка экстремальных значений сглаженных показателей разработки на 5% и 95% квантиль.

Таблица 3.11 содержит статистические характеристики рассчитанных значений коэффициентов корреляции для всех рассмотренных 168 пар скважин по трем месторождениям за 5 лет предшествовавшим исследованиям.

Таблица 3.12 Статистические характеристики рассчитанных значений коэффициентов корреляции (за 5 лет предшествовавшим исследованиям)

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее	Медиана	Мин.	Макс.	Ст.откл.	Асимметрия	Экспесс
1	r_npp_npp	1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
2	r_npp_debit_zid	1	0.21871	0.43921	-0.99099	0.97514	0.70917	-0.56452	-1.27794
3	r_npp_debit_water	1	0.20541	0.45485	-0.98317	0.97639	0.72591	-0.44888	-1.46257
4	r_npp_priem	1	-0.26535	-0.70112	-0.86017	0.96534	0.65399	0.60802	-1.42352
5	r_npp_obvod	1	0.18814	0.41192	-0.95921	0.95687	0.66096	-0.43046	-1.32951
6	r_npp_wor	1	0.19024	0.33075	-0.88381	0.93132	0.58668	-0.45815	-1.20054
7	r_npp_d_debit_zid	1	0.16709	0.18447	-0.92933	0.87227	0.44299	-0.52957	-0.04893
8	r_npp_d_debit_water	1	0.15133	0.18181	-0.72799	0.88591	0.40586	-0.35443	-0.51118
9	r_npp_d_priem	1	0.21370	0.31038	-0.56790	0.67506	0.36942	-0.64379	-0.67721
10	r_npp_d_obvod	1	-0.04809	-0.02854	-0.82775	0.87856	0.46190	0.21321	-0.82621
11	r_npp_d_wor	1	0.03959	-0.03909	-0.43885	0.71544	0.28661	0.74964	0.11098
12	r_debit_zid_debit_zid	1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
13	r_debit_zid_debit_water	1	0.62783	0.91606	-0.95697	0.99946	0.57856	-1.59981	1.07833
14	r_debit_zid_priem	1	-0.14160	-0.24453	-0.99401	0.98093	0.57419	0.31464	-1.26571
15	r_debit_zid_obvod	1	0.04927	0.17099	-0.96914	0.92457	0.65395	-0.19956	-1.46163
16	r_debit_zid_wor	1	0.04875	0.24687	-0.94068	0.91815	0.58767	-0.20016	-1.33023
17	r_debit_zid_d_debit_zid	1	0.32857	0.37714	-0.81476	0.87341	0.39618	-1.02371	0.85137
18	r_debit_zid_d_debit_water	1	0.23348	0.32419	-0.90863	0.88336	0.43038	-0.65669	-0.02532

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее	Медиана	Мин.	Макс.	Ст.откл.	Асимметрия	Экцесс
19	r_debit_zid_d_priem	1	0.08545	0.12541	-0.85852	0.90890	0.43374	-0.10939	-0.89611
20	r_debit_zid_d_obvod	1	-0.04722	-0.03309	-0.91100	0.86903	0.45636	-0.03247	-0.75851
21	r_debit_zid_d_wor	1	-0.05018	-0.04647	-0.69341	0.84388	0.33891	0.21361	0.16650
22	r_debit_water_debit_water	1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
23	r_debit_water_priem	1	-0.15447	-0.29729	-0.97858	0.95443	0.56568	0.32732	-1.27675
24	r_debit_water_obvod	1	0.58021	0.77276	-0.96138	0.99980	0.50236	-1.55120	1.70738
25	r_debit_water_wor	1	0.50553	0.64569	-0.85379	0.97604	0.45083	-1.32641	1.30395
26	r_debit_water_d_debit_zid	1	0.30616	0.33272	-0.60740	0.85418	0.37698	-0.47763	-0.53988
27	r_debit_water_d_debit_water	1	0.36537	0.34850	-0.43906	0.84168	0.31407	-0.35973	-0.37000
28	r_debit_water_d_priem	1	0.08335	0.10663	-0.93390	0.92767	0.43299	-0.24760	-0.79168
29	r_debit_water_d_obvod	1	0.12451	0.12083	-0.80488	0.85634	0.40652	-0.12852	-0.77746
30	r_debit_water_d_wor	1	0.04062	0.04328	-0.69573	0.74626	0.29261	-0.12656	0.10954
31	r_priem_priem	1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
32	r_priem_obvod	1	-0.09353	-0.08487	-0.95813	0.96217	0.54008	0.05795	-1.26489
33	r_priem_wor	1	-0.04946	-0.03715	-0.95991	0.90731	0.46357	0.06380	-1.10294
34	r_priem_d_debit_zid	1	-0.07147	-0.09377	-0.88594	0.82137	0.39780	0.12985	-0.60861
35	r_priem_d_debit_water	1	-0.05753	-0.10833	-0.86842	0.85369	0.43139	0.29150	-0.88306
36	r_priem_d_priem	1	0.19185	0.28848	-0.66119	0.84276	0.34578	-0.79458	0.42368
37	r_priem_d_obvod	1	0.03164	0.00830	-0.90844	0.87310	0.42229	0.00935	-0.72780
38	r_priem_d_wor	1	0.03025	0.02570	-0.90192	0.76875	0.28205	-0.28980	1.07012
39	r_obvod_obvod	1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
40	r_obvod_wor	1	0.84883	0.88215	0.36957	0.99084	0.12412	-1.57855	3.21179
41	r_obvod_d_debit_zid	1	0.16826	0.27653	-0.74240	0.88115	0.43790	-0.39255	-0.86615
42	r_obvod_d_debit_water	1	0.25176	0.30339	-0.53638	0.88958	0.40726	-0.25489	-0.93515
43	r_obvod_d_priem	1	0.05427	0.06991	-0.95244	0.92166	0.38478	-0.16446	-0.23227
44	r_obvod_d_obvod	1	0.20231	0.30154	-0.71968	0.79324	0.41102	-0.52170	-0.63219
45	r_obvod_d_wor	1	0.10837	0.13850	-0.78618	0.74182	0.31920	-0.63135	0.64573
46	r_wor_wor	1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
47	r_wor_d_debit_zid	1	0.12964	0.16708	-0.71806	0.88220	0.37561	-0.41035	-0.42205
48	r_wor_d_debit_water	1	0.14996	0.15201	-0.76632	0.88211	0.38204	-0.08798	-0.55725
49	r_wor_d_priem	1	0.08653	0.10278	-0.92972	0.94325	0.35779	-0.13470	-0.00670
50	r_wor_d_obvod	1	0.14139	0.17214	-0.52050	0.78887	0.33492	-0.16089	-0.60470
51	r_wor_d_wor	1	0.43830	0.48480	-0.56699	0.93282	0.30958	-1.35906	2.29856
52	r_d_debit_zid_d_debit_zid	1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
53	r_d_debit_zid_d_debit_water	1	0.64609	0.84196	-0.75707	0.99930	0.45256	-1.51765	1.45409

№	Значение $r$ в паре показателей разработки	Период	Среднее	Медиана	Мин.	Макс.	Ст.откл.	Асимметрия	Экцесс
54	r_d_debit_zid_d_priem	1	-0.02178	0.01471	-0.87479	0.76739	0.36751	-0.11293	-0.83047
55	r_d_debit_zid_d_obvod	1	-0.00096	0.00576	-0.85122	0.87849	0.46597	0.02152	-0.93417
56	r_d_debit_zid_d_wor	1	-0.05308	-0.02678	-0.74379	0.61432	0.37746	-0.14923	-1.10281
57	r_d_debit_water_d_debit_water	1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
58	r_d_debit_water_d_priem	1	-0.04190	-0.02514	-0.86332	0.83819	0.35898	-0.25661	-0.28646
59	r_d_debit_water_d_obvod	1	0.56535	0.69501	-0.78249	0.99938	0.41826	-1.29150	1.01598
60	r_d_debit_water_d_wor	1	0.18678	0.21029	-0.61986	0.74435	0.34593	-0.49588	-0.69560
61	r_d_priem_d_priem	1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
62	r_d_priem_d_obvod	1	-0.06991	-0.08819	-0.84429	0.88124	0.35456	0.15532	-0.30616
63	r_d_priem_d_wor	1	0.04972	0.06924	-0.79913	0.77521	0.28961	-0.32099	0.04872
64	r_d_obvod_d_obvod	1	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
65	r_d_obvod_d_wor	1	0.42363	0.46146	-0.28000	0.92911	0.28369	-0.45260	-0.27071
66	r_npp_npp	2	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
67	r_npp_debit_zid	2	0.09743	0.24327	-0.99066	0.91637	0.69404	-0.30933	-1.55375
68	r_npp_debit_water	2	0.26139	0.50015	-0.93878	0.98640	0.62555	-0.57360	-1.12750
69	r_npp_priem	2	0.00653	0.00877	-0.81875	0.97484	0.52271	-0.05584	-1.04443
70	r_npp_obvod	2	0.20511	0.28163	-0.92268	0.96790	0.62560	-0.36377	-1.18781
71	r_npp_wor	2	0.19866	0.20097	-0.83713	0.95549	0.56902	-0.34596	-1.12487
72	r_npp_d_debit_zid	2	0.10713	0.11389	-0.50624	0.60512	0.24650	-0.35044	-0.29632
73	r_npp_d_debit_water	2	0.09472	0.17809	-0.73328	0.71822	0.32732	-0.31477	-0.51948
74	r_npp_d_priem	2	-0.02423	-0.01261	-0.64423	0.35414	0.23166	-0.43176	-0.07425
75	r_npp_d_obvod	2	0.04256	0.07654	-0.66790	0.76019	0.29929	-0.39299	-0.01964
76	r_npp_d_wor	2	0.07394	0.05217	-0.41517	0.64361	0.19900	0.22539	0.59540
77	r_debit_zid_debit_zid	2	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
78	r_debit_zid_debit_water	2	0.57782	0.88234	-0.96653	0.99866	0.61296	-1.41802	0.52696
79	r_debit_zid_priem	2	-0.00415	-0.01043	-0.94677	0.94062	0.41719	0.03990	-0.78153
80	r_debit_zid_obvod	2	0.10317	0.19136	-0.95893	0.89417	0.60480	-0.36268	-1.20240
81	r_debit_zid_wor	2	0.09759	0.17144	-0.88733	0.90238	0.55998	-0.36547	-1.07099
82	r_debit_zid_d_debit_zid	2	0.26277	0.26956	-0.22231	0.66011	0.21816	-0.13093	-0.94592
83	r_debit_zid_d_debit_water	2	0.21390	0.23988	-0.62762	0.84527	0.31202	-0.40463	0.08410
84	r_debit_zid_d_priem	2	0.01888	0.00246	-0.70527	0.60642	0.22884	0.11854	0.15423
85	r_debit_zid_d_obvod	2	0.00941	0.04649	-0.72273	0.69960	0.32598	-0.38693	-0.00504
86	r_debit_zid_d_wor	2	-0.01512	0.00390	-0.64760	0.58405	0.24628	-0.64745	1.07967
87	r_debit_water_debit_water	2	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
88	r_debit_water_priem	2	-0.04384	-0.08873	-0.83657	0.91128	0.41345	0.22996	-0.83003

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее	Медиана	Мин.	Макс.	Ст.откл.	Асимметрия	Экцесс
89	r_debit_water_obvod	2	0.67469	0.83043	-0.40279	0.99945	0.36792	-1.37968	0.98625
90	r_debit_water_wor	2	0.62403	0.73082	-0.36511	0.98773	0.34472	-1.15599	0.29239
91	r_debit_water_d_debit_zid	2	0.20119	0.26369	-0.46960	0.64721	0.27546	-0.35104	-0.69782
92	r_debit_water_d_debit_water	2	0.31864	0.31758	-0.58597	0.79930	0.25247	-0.46496	0.72326
93	r_debit_water_d_priem	2	-0.00022	-0.01332	-0.61304	0.67500	0.23537	0.10341	0.61256
94	r_debit_water_d_obvod	2	0.17080	0.18650	-0.49257	0.82592	0.29566	-0.06542	-0.25245
95	r_debit_water_d_wor	2	0.08647	0.10530	-0.61719	0.77736	0.23401	-0.35704	2.13160
96	r_priem_priem	2	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
97	r_priem_obvod	2	-0.02223	-0.03287	-0.93138	0.88221	0.43351	0.04642	-0.80803
98	r_priem_wor	2	-0.02118	-0.04244	-0.84094	0.89809	0.39898	0.08658	-0.77549
99	r_priem_d_debit_zid	2	-0.02518	-0.03550	-0.69568	0.60698	0.28603	-0.06800	-0.57815
100	r_priem_d_debit_water	2	-0.02731	-0.03026	-0.74756	0.70797	0.31659	0.06487	-0.61739
101	r_priem_d_priem	2	0.28624	0.26248	-0.00657	0.62448	0.14535	0.34526	0.02160
102	r_priem_d_obvod	2	-0.00445	-0.01762	-0.74462	0.63448	0.28529	-0.19618	-0.21075
103	r_priem_d_wor	2	-0.00437	0.00685	-0.64850	0.52020	0.20318	-0.39712	0.50634
104	r_obvod_obvod	2	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
105	r_obvod_wor	2	0.88432	0.90444	0.11368	0.99207	0.11903	-3.80612	20.32725
106	r_obvod_d_debit_zid	2	0.05512	0.09507	-0.80155	0.75041	0.30717	-0.17131	0.08895
107	r_obvod_d_debit_water	2	0.20106	0.18183	-0.67685	0.76333	0.27963	-0.43911	0.90520
108	r_obvod_d_priem	2	-0.00744	-0.02883	-0.61542	0.70807	0.23738	0.09708	0.48916
109	r_obvod_d_obvod	2	0.24678	0.22809	-0.56194	0.82740	0.21911	-0.20019	1.47711
110	r_obvod_d_wor	2	0.11368	0.11867	-0.49464	0.78245	0.19650	-0.15079	2.46798
111	r_wor_wor	2	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
112	r_wor_d_debit_zid	2	0.04343	0.04981	-0.65145	0.66337	0.27539	-0.11856	-0.21208
113	r_wor_d_debit_water	2	0.14441	0.12685	-0.69489	0.75403	0.27435	-0.54887	0.80228
114	r_wor_d_priem	2	0.00562	0.00425	-0.53782	0.74303	0.21993	0.28295	0.55733
115	r_wor_d_obvod	2	0.16218	0.17915	-0.63509	0.81776	0.22895	-0.26761	1.18992
116	r_wor_d_wor	2	0.36879	0.36725	-0.29087	0.82464	0.21883	-0.89500	1.70891
117	r_d_debit_zid_d_debit_zid	2	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
118	r_d_debit_zid_d_debit_water	2	0.64276	0.85753	-0.39781	0.99824	0.40979	-1.19461	0.23442
119	r_d_debit_zid_d_priem	2	0.01354	-0.00258	-0.48550	0.55388	0.19488	0.24325	0.06181
120	r_d_debit_zid_d_obvod	2	0.08946	0.16600	-0.70945	0.71268	0.32261	-0.45533	-0.16206
121	r_d_debit_zid_d_wor	2	-0.01158	0.05904	-0.64015	0.47145	0.25312	-0.40997	-0.48774
122	r_d_debit_water_d_debit_water	2	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
123	r_d_debit_water_d_priem	2	-0.01172	-0.02828	-0.62259	0.67058	0.20636	0.11871	0.30970

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее	Медиана	Мин.	Макс.	Ст.откл.	Асимметрия	Экцесс
124	r_d_debit_water_d_obvod	2	0.64184	0.71012	-0.07007	0.99811	0.27942	-0.68897	-0.48864
125	r_d_debit_water_d_wor	2	0.23678	0.23987	-0.47999	0.77670	0.24092	-0.32341	0.46974
126	r_d_priem_d_priem	2	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
127	r_d_priem_d_obvod	2	-0.01471	-0.02609	-0.62854	0.78507	0.24168	0.08949	-0.02155
128	r_d_priem_d_wor	2	0.02318	0.01170	-0.46213	0.63718	0.19356	0.12397	-0.00011
129	r_d_obvod_d_obvod	2	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
130	r_d_obvod_d_wor	2	0.38987	0.39439	-0.19464	0.82771	0.24595	-0.26416	-0.71019
131	r_npp_npp	3	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
132	r_npp_debit_zid	3	0.12707	0.26978	-0.97771	0.93400	0.63676	-0.39657	-1.30620
133	r_npp_debit_water	3	0.25711	0.31514	-0.87459	0.98422	0.54531	-0.32766	-1.12045
134	r_npp_priem	3	0.04719	0.13373	-0.90092	0.97236	0.53915	-0.18200	-0.86811
135	r_npp_obvod	3	0.23282	0.43242	-0.88494	0.97499	0.61841	-0.52639	-1.17433
136	r_npp_wor	3	0.17857	0.35608	-0.78536	0.95679	0.56024	-0.34037	-1.31002
137	r_npp_d_debit_zid	3	0.13541	0.19180	-0.54915	0.57599	0.25067	-0.71378	0.32428
138	r_npp_d_debit_water	3	0.12583	0.17348	-0.40075	0.72657	0.28842	0.02283	-0.82197
139	r_npp_d_priem	3	0.03011	0.02702	-0.36296	0.39653	0.17874	-0.10101	-0.21852
140	r_npp_d_obvod	3	0.02954	0.00884	-0.64332	0.76334	0.28154	0.07304	0.03883
141	r_npp_d_wor	3	0.07067	0.09439	-0.36709	0.57284	0.20097	-0.04858	0.20580
142	r_debit_zid_debit_zid	3	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
143	r_debit_zid_debit_water	3	0.54894	0.81353	-0.93967	0.99797	0.58045	-1.40423	0.75377
144	r_debit_zid_priem	3	0.04346	0.06648	-0.94425	0.89826	0.39603	-0.16218	-0.39111
145	r_debit_zid_obvod	3	0.07630	0.11897	-0.94009	0.96504	0.57563	-0.24471	-1.12907
146	r_debit_zid_wor	3	0.05618	-0.00129	-0.92232	0.90527	0.53248	-0.14666	-1.03353
147	r_debit_zid_d_debit_zid	3	0.19905	0.23459	-0.31951	0.53090	0.21524	-0.69909	-0.00484
148	r_debit_zid_d_debit_water	3	0.16760	0.16831	-0.61252	0.61755	0.28043	-0.62370	0.13228
149	r_debit_zid_d_priem	3	0.02524	0.03321	-0.54687	0.47611	0.17453	-0.33000	0.78944
150	r_debit_zid_d_obvod	3	0.03187	0.02558	-0.65869	0.61826	0.29119	-0.25955	0.17530
151	r_debit_zid_d_wor	3	-0.00491	0.01873	-0.55808	0.43573	0.22644	-0.68071	0.93373
152	r_debit_water_debit_water	3	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
153	r_debit_water_priem	3	0.02966	0.01039	-0.87169	0.93270	0.39505	0.22064	-0.40514
154	r_debit_water_obvod	3	0.69265	0.80104	-0.27079	0.99908	0.32445	-1.23695	0.69568
155	r_debit_water_wor	3	0.63759	0.66904	-0.18807	0.98531	0.30240	-0.90267	-0.13402
156	r_debit_water_d_debit_zid	3	0.13961	0.12561	-0.45804	0.60516	0.24815	-0.48515	-0.46272
157	r_debit_water_d_debit_water	3	0.26192	0.23979	-0.10875	0.78708	0.19277	0.29224	-0.36054
158	r_debit_water_d_priem	3	0.01026	0.00614	-0.47372	0.59286	0.18931	0.07739	0.40121

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее	Медиана	Мин.	Макс.	Ст.откл.	Асимметрия	Экцесс
159	r_debit_water_d_obvod	3	0.17697	0.15616	-0.25890	0.83936	0.22659	0.44896	-0.07688
160	r_debit_water_d_wor	3	0.07063	0.06961	-0.57474	0.75623	0.21312	-0.19833	2.65423
161	r_priem_priem	3	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
162	r_priem_obvod	3	0.00259	-0.03200	-0.93235	0.93789	0.42688	0.18932	-0.51386
163	r_priem_wor	3	0.00813	-0.02323	-0.70952	0.91668	0.37088	0.30180	-0.61519
164	r_priem_d_debit_zid	3	-0.00276	-0.00489	-0.57368	0.48687	0.23185	-0.12040	-0.40292
165	r_priem_d_debit_water	3	0.01591	0.02047	-0.65886	0.60315	0.26099	-0.15514	-0.23181
166	r_priem_d_priem	3	0.18043	0.21846	-0.19008	0.50824	0.17554	-0.27766	-0.45944
167	r_priem_d_obvod	3	0.04438	0.03847	-0.67222	0.56602	0.24569	-0.26417	-0.04259
168	r_priem_d_wor	3	0.01260	0.01868	-0.49376	0.44655	0.16621	-0.25993	0.26064
169	r_obvod_obvod	3	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
170	r_obvod_wor	3	0.89337	0.91532	0.19202	0.99206	0.10599	-3.84036	21.71093
171	r_obvod_d_debit_zid	3	0.02159	0.00489	-0.42045	0.68179	0.28308	0.41014	-0.42338
172	r_obvod_d_debit_water	3	0.12656	0.10707	-0.41492	0.78086	0.24466	0.31440	0.09491
173	r_obvod_d_priem	3	-0.01784	0.00207	-0.51450	0.45805	0.19197	-0.22373	-0.20175
174	r_obvod_d_obvod	3	0.17704	0.16978	-0.27077	0.83599	0.17600	0.50378	2.35860
175	r_obvod_d_wor	3	0.07870	0.06379	-0.50171	0.76036	0.19724	0.20495	3.01724
176	r_wor_wor	3	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
177	r_wor_d_debit_zid	3	0.01502	-0.00406	-0.53837	0.62846	0.27762	0.25165	-0.61088
178	r_wor_d_debit_water	3	0.10723	0.14717	-0.48563	0.77442	0.25229	-0.07295	-0.13359
179	r_wor_d_priem	3	-0.01439	0.00016	-0.61538	0.48627	0.20307	-0.35416	0.01734
180	r_wor_d_obvod	3	0.15562	0.16010	-0.19113	0.82814	0.16938	0.58306	2.39948
181	r_wor_d_wor	3	0.29864	0.31605	-0.27826	0.80954	0.20110	-0.34124	0.97210
182	r_d_debit_zid_d_debit_zid	3	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
183	r_d_debit_zid_d_debit_water	3	0.61821	0.84290	-0.49890	0.99832	0.39775	-0.98702	-0.08668
184	r_d_debit_zid_d_priem	3	0.06748	0.07211	-0.42811	0.52283	0.19618	0.05098	-0.38357
185	r_d_debit_zid_d_obvod	3	0.06254	0.05736	-0.62334	0.66980	0.30413	-0.11044	-0.01542
186	r_d_debit_zid_d_wor	3	-0.02726	-0.03833	-0.47343	0.50593	0.22628	0.01416	-0.35635
187	r_d_debit_water_d_debit_water	3	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
188	r_d_debit_water_d_priem	3	0.00565	0.01627	-0.50331	0.46112	0.17691	-0.11465	-0.30036
189	r_d_debit_water_d_obvod	3	0.65171	0.67964	0.09220	0.99315	0.26784	-0.49322	-0.84219
190	r_d_debit_water_d_wor	3	0.23283	0.23891	-0.35158	0.79455	0.23749	-0.22859	0.17042
191	r_d_priem_d_priem	3	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
192	r_d_priem_d_obvod	3	-0.06008	-0.06237	-0.52995	0.57093	0.18481	0.16600	0.02041
193	r_d_priem_d_wor	3	-0.01693	-0.01581	-0.37714	0.51253	0.16112	0.21666	0.46312

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее	Медиана	Мин.	Макс.	Ст.откл.	Асимметрия	Экцесс
194	r_d_obvod_d_obvod	3	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
195	r_d_obvod_d_wor	3	0.39474	0.46843	-0.40412	0.83403	0.23759	-1.02146	1.36344
196	r_npp_npp	4	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
197	r_npp_debit_zid	4	0.03852	0.05225	-0.95420	0.95244	0.57929	-0.10935	-1.18456
198	r_npp_debit_water	4	0.27284	0.33906	-0.86197	0.97344	0.51182	-0.40079	-0.93543
199	r_npp_priem	4	0.07254	0.32311	-0.81015	0.96691	0.62444	-0.18188	-1.44292
200	r_npp_obvod	4	0.29246	0.56390	-0.83223	0.96955	0.60256	-0.65054	-1.05905
201	r_npp_wor	4	0.22415	0.34605	-0.73227	0.93868	0.55452	-0.36860	-1.31576
202	r_npp_d_debit_zid	4	0.10813	0.11793	-0.25038	0.56879	0.19608	0.24424	-0.62519
203	r_npp_d_debit_water	4	0.07991	0.09376	-0.21966	0.70090	0.22840	0.81282	0.16988
204	r_npp_d_priem	4	-0.00243	-0.00548	-0.59954	0.39653	0.21260	-0.48507	0.67322
205	r_npp_d_obvod	4	-0.00538	-0.03349	-0.41654	0.66390	0.24239	0.66031	0.58772
206	r_npp_d_wor	4	0.04649	0.03872	-0.30565	0.49907	0.16406	0.89684	1.74374
207	r_debit_zid_debit_zid	4	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
208	r_debit_zid_debit_water	4	0.52227	0.79994	-0.85486	0.99885	0.59609	-1.17168	-0.13058
209	r_debit_zid_priem	4	0.02092	0.03440	-0.92633	0.86943	0.41286	-0.15558	-0.39548
210	r_debit_zid_obvod	4	0.10809	0.17199	-0.89525	0.97979	0.58825	-0.32660	-1.26400
211	r_debit_zid_wor	4	0.04352	0.08896	-0.84996	0.83117	0.52743	-0.22148	-1.20518
212	r_debit_zid_d_debit_zid	4	0.12299	0.13844	-0.65859	0.44743	0.18222	-1.80313	5.27111
213	r_debit_zid_d_debit_water	4	0.09922	0.13528	-0.65215	0.49467	0.23442	-1.23134	1.80250
214	r_debit_zid_d_priem	4	0.01134	0.02710	-0.54665	0.52922	0.18138	-0.26485	0.61503
215	r_debit_zid_d_obvod	4	0.01523	0.04580	-0.65774	0.41151	0.24236	-0.96903	0.97885
216	r_debit_zid_d_wor	4	-0.01337	0.02805	-0.55529	0.50883	0.18881	-0.67006	1.84580
217	r_debit_water_debit_water	4	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
218	r_debit_water_priem	4	0.01735	0.00934	-0.90916	0.95182	0.41172	0.03460	-0.36135
219	r_debit_water_obvod	4	0.73696	0.86323	-0.38177	0.99925	0.31828	-1.80337	3.16083
220	r_debit_water_wor	4	0.64987	0.78293	-0.16037	0.98094	0.31047	-0.93262	-0.19822
221	r_debit_water_d_debit_zid	4	0.08329	0.08819	-0.69097	0.39847	0.20702	-1.37901	2.84326
222	r_debit_water_d_debit_water	4	0.19546	0.16813	-0.47369	0.75161	0.18872	0.00387	3.47066
223	r_debit_water_d_priem	4	0.00602	0.00803	-0.57441	0.41903	0.19159	-0.35886	0.22605
224	r_debit_water_d_obvod	4	0.15731	0.15361	-0.66989	0.80230	0.21169	-0.35274	3.31348
225	r_debit_water_d_wor	4	0.05615	0.05223	-0.42587	0.70692	0.19816	0.81256	2.60596
226	r_priem_priem	4	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
227	r_priem_obvod	4	0.01125	0.01200	-0.94246	0.94273	0.44705	-0.08163	-0.64544
228	r_priem_wor	4	0.02129	0.03206	-0.87375	0.91821	0.37589	0.00682	-0.58738
229	r_priem_d_debit_zid	4	0.04258	0.03468	-0.38135	0.67786	0.20447	0.22997	-0.19662

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее	Медиана	Мин.	Макс.	Ст.откл.	Асимметрия	Экцесс
	d								
230	r_priem_d_debit_water	4	0.03125	0.02759	-0.44407	0.61551	0.22325	0.14860	-0.40747
231	r_priem_d_priem	4	0.15730	0.19003	-0.52863	0.44503	0.20976	-1.61128	2.98335
232	r_priem_d_obvod	4	0.00845	0.01905	-0.51805	0.58043	0.22179	0.04397	-0.19302
233	r_priem_d_wor	4	0.01723	0.01935	-0.40407	0.39514	0.14392	0.03543	0.11127
234	r_obvod_obvod	4	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
235	r_obvod_wor	4	0.87784	0.91523	0.14865	0.98983	0.12653	-2.81891	12.36892
236	r_obvod_d_debit_zid	4	-0.00545	-0.02980	-0.58515	0.40303	0.20046	-0.27726	0.11407
237	r_obvod_d_debit_water	4	0.09315	0.09594	-0.38947	0.74779	0.19756	0.89740	2.14676
238	r_obvod_d_priem	4	-0.00792	-0.01161	-0.57509	0.35244	0.18852	-0.32372	-0.07493
239	r_obvod_d_obvod	4	0.11979	0.14982	-0.65719	0.80175	0.20949	-0.20719	3.26148
240	r_obvod_d_wor	4	0.06392	0.04328	-0.37932	0.71424	0.18728	1.16189	3.38751
241	r_wor_wor	4	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
242	r_wor_d_debit_zid	4	0.01861	-0.01063	-0.55001	0.49729	0.21452	-0.06529	-0.00930
243	r_wor_d_debit_water	4	0.09875	0.07704	-0.32845	0.74283	0.19870	0.62661	1.04650
244	r_wor_d_priem	4	-0.00864	0.00671	-0.60637	0.43698	0.18821	-0.42276	0.19328
245	r_wor_d_obvod	4	0.11357	0.11855	-0.45527	0.79641	0.18090	0.51702	3.26306
246	r_wor_d_wor	4	0.26830	0.27908	-0.11252	0.78247	0.17589	0.35797	0.74416
247	r_d_debit_zid_d_debit_zid	4	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
248	r_d_debit_zid_d_debit_water	4	0.61991	0.84061	-0.25393	0.98729	0.38054	-0.86130	-0.43085
249	r_d_debit_zid_d_priem	4	0.05570	0.04874	-0.33776	0.53787	0.17925	0.27078	-0.23424
250	r_d_debit_zid_d_obvod	4	0.09789	0.06040	-0.57191	0.73107	0.29820	0.07956	-0.46062
251	r_d_debit_zid_d_wor	4	-0.00526	0.00083	-0.45156	0.32638	0.19271	-0.28864	-0.21044
252	r_d_debit_water_d_debit_water	4	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
253	r_d_debit_water_d_priem	4	0.00957	0.00325	-0.46414	0.54777	0.17443	0.18966	0.26876
254	r_d_debit_water_d_obvod	4	0.67535	0.71282	0.07937	0.99213	0.25242	-0.70661	-0.51328
255	r_d_debit_water_d_wor	4	0.23350	0.27492	-0.20803	0.75264	0.19574	0.01424	0.19768
256	r_d_priem_d_priem	4	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
257	r_d_priem_d_obvod	4	-0.05495	-0.06343	-0.52782	0.47692	0.15851	0.00226	0.29561
258	r_d_priem_d_wor	4	-0.01011	-0.00561	-0.38484	0.42371	0.14661	0.07896	0.55488
259	r_d_obvod_d_obvod	4	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
260	r_d_obvod_d_wor	4	0.36942	0.37851	-0.23914	0.79324	0.20248	-0.58508	0.44966
261	r_npp_npp	5	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
262	r_npp_debit_zid	5	0.01616	0.05995	-0.95469	0.90466	0.59085	-0.18576	-1.34440
263	r_npp_debit_water	5	0.35539	0.58931	-0.81314	0.97216	0.53937	-0.86331	-0.66342
264	r_npp_priem	5	0.04511	-0.10127	-0.87030	0.96691	0.62352	0.01792	-1.47492

№	Значение $r$ в паре показателей разработки	Период	Среднее	Медиана	Мин.	Макс.	Ст.откл.	Асимметрия	Экцесс
265	r_npp_obvod	5	0.41220	0.66633	-0.85373	0.96943	0.53059	-0.82966	-0.68036
266	r_npp_wor	5	0.31572	0.44188	-0.73424	0.93868	0.51357	-0.54435	-1.00297
267	r_npp_d_debit_zid	5	0.10281	0.08847	-0.22534	0.56879	0.18063	0.29551	-0.23098
268	r_npp_d_debit_water	5	0.06613	0.02608	-0.27934	0.70090	0.23288	0.84896	0.29311
269	r_npp_d_priem	5	0.02230	0.03831	-0.59954	0.39653	0.16117	-1.47496	6.55519
270	r_npp_d_obvod	5	-0.00057	-0.01529	-0.31505	0.65641	0.22168	1.07127	1.19429
271	r_npp_d_wor	5	0.03786	0.02361	-0.26953	0.49907	0.15685	1.17016	1.94117
272	r_debit_zid_debit_zid	5	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
273	r_debit_zid_debit_water	5	0.50714	0.84704	-0.81342	0.99934	0.60330	-1.05834	-0.34480
274	r_debit_zid_priem	5	0.02339	0.04703	-0.95272	0.86965	0.42699	-0.24285	-0.49807
275	r_debit_zid_obvod	5	0.11545	0.09509	-0.93479	0.98408	0.58981	-0.22347	-1.21496
276	r_debit_zid_wor	5	0.02641	0.05700	-0.89978	0.84423	0.51183	-0.13632	-1.09110
277	r_debit_zid_d_debit_zid	5	0.10068	0.12227	-0.65859	0.37410	0.21112	-1.36611	2.38238
278	r_debit_zid_d_debit_water	5	0.07075	0.06504	-0.65215	0.52393	0.22879	-0.80696	1.23404
279	r_debit_zid_d_priem	5	0.01220	0.01219	-0.54626	0.38384	0.16282	-0.48009	0.78575
280	r_debit_zid_d_obvod	5	0.00016	0.01786	-0.65774	0.48328	0.21350	-0.67712	1.26930
281	r_debit_zid_d_wor	5	-0.00836	0.00227	-0.42866	0.50883	0.16306	-0.03108	2.24614
282	r_debit_water_debit_water	5	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
283	r_debit_water_priem	5	0.01401	0.01869	-0.94069	0.95194	0.42386	0.05861	-0.59399
284	r_debit_water_obvod	5	0.74753	0.90512	-0.58594	0.99963	0.34974	-2.24185	5.36333
285	r_debit_water_wor	5	0.64334	0.77679	-0.32828	0.98453	0.33745	-1.24120	0.97765
286	r_debit_water_d_debit_zid	5	0.05594	0.06828	-0.69097	0.34262	0.21755	-1.10651	1.49930
287	r_debit_water_d_debit_water	5	0.14892	0.12393	-0.47369	0.74834	0.21135	0.06859	1.86404
288	r_debit_water_d_priem	5	-0.00103	0.01186	-0.57441	0.36540	0.16705	-0.65351	1.05921
289	r_debit_water_d_obvod	5	0.12854	0.11734	-0.66989	0.79796	0.19928	0.28076	4.29254
290	r_debit_water_d_wor	5	0.05586	0.04353	-0.31052	0.70522	0.19142	1.33537	3.20826
291	r_priem_priem	5	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
292	r_priem_obvod	5	-0.00330	-0.02877	-0.94697	0.94273	0.43199	0.03721	-0.64723
293	r_priem_wor	5	0.01138	-0.01851	-0.88034	0.91821	0.37193	0.07738	-0.57318
294	r_priem_d_debit_zid	5	0.05061	0.03045	-0.48111	0.68802	0.20473	0.59027	0.70426
295	r_priem_d_debit_water	5	0.03966	0.03436	-0.44857	0.61551	0.20485	0.17287	-0.02480
296	r_priem_d_priem	5	0.16166	0.17682	-0.52863	0.36359	0.16121	-2.72734	9.76906
297	r_priem_d_obvod	5	0.02157	0.01482	-0.53405	0.58911	0.19788	0.10332	0.20421
298	r_priem_d_wor	5	0.02144	0.01303	-0.35691	0.37196	0.13080	0.09418	0.31793
299	r_obvod_obvod	5	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее	Медиана	Мин.	Макс.	Ст.откл.	Асимметрия	Экцесс
300	r_obvod_wor	5	0.86807	0.89658	0.06955	0.99054	0.13602	-2.81488	13.04565
301	r_obvod_d_debit_zid	5	-0.00518	0.02055	-0.58515	0.27733	0.17828	-0.76759	0.58422
302	r_obvod_d_debit_water	5	0.07871	0.06944	-0.38947	0.74497	0.20147	0.97290	2.23661
303	r_obvod_d_priem	5	-0.00154	0.00322	-0.57509	0.34523	0.16965	-0.53699	0.79386
304	r_obvod_d_obvod	5	0.12354	0.12456	-0.65719	0.79770	0.20408	0.08567	3.65379
305	r_obvod_d_wor	5	0.07367	0.04876	-0.23422	0.71273	0.18089	1.61111	3.78512
306	r_wor_wor	5	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
307	r_wor_d_debit_zid	5	0.00030	0.01810	-0.55001	0.34924	0.18697	-0.47637	0.00171
308	r_wor_d_debit_water	5	0.07260	0.06642	-0.32845	0.73281	0.20259	0.70177	1.14885
309	r_wor_d_priem	5	-0.01225	0.00122	-0.60558	0.43880	0.17336	-0.63100	0.80049
310	r_wor_d_obvod	5	0.09689	0.09313	-0.45527	0.78532	0.17787	1.02162	3.80139
311	r_wor_d_wor	5	0.27177	0.27706	-0.06989	0.78247	0.17550	0.50375	0.60993
312	r_d_debit_zid_d_debit_zid	5	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
313	r_d_debit_zid_d_debit_water	5	0.60984	0.75945	-0.25393	0.98921	0.35721	-0.69084	-0.72640
314	r_d_debit_zid_d_priem	5	0.06510	0.07135	-0.32262	0.43867	0.16847	-0.02383	-0.64084
315	r_d_debit_zid_d_obvod	5	0.08827	0.11289	-0.57191	0.53027	0.24286	-0.59729	-0.13837
316	r_d_debit_zid_d_wor	5	0.00242	0.01841	-0.45156	0.30149	0.17497	-0.63997	0.18080
317	r_d_debit_water_d_debit_water	5	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
318	r_d_debit_water_d_priem	5	0.01134	-0.00430	-0.40969	0.42419	0.16501	0.14632	-0.43342
319	r_d_debit_water_d_obvod	5	0.66572	0.69671	0.07316	0.99001	0.23534	-0.50856	-0.68656
320	r_d_debit_water_d_wor	5	0.22230	0.23309	-0.14467	0.75557	0.19243	0.24074	0.17960
321	r_d_priem_d_priem	5	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
322	r_d_priem_d_obvod	5	-0.03942	-0.04686	-0.44425	0.40812	0.14030	-0.07738	0.18506
323	r_d_priem_d_wor	5	-0.01482	-0.00727	-0.39515	0.44163	0.14277	0.06399	0.82583
324	r_d_obvod_d_obvod	5	1.00000	1.00000	1.00000	1.00000	0.00000		0.00000
325	r_d_obvod_d_wor	5	0.34668	0.35417	-0.11636	0.79445	0.20461	-0.18033	-0.47543

Анализ значения коэффициентов корреляции между основными показателями разработки указывает на относительно небольшое изменение данных показателей с течением времени (рис. 3.33)

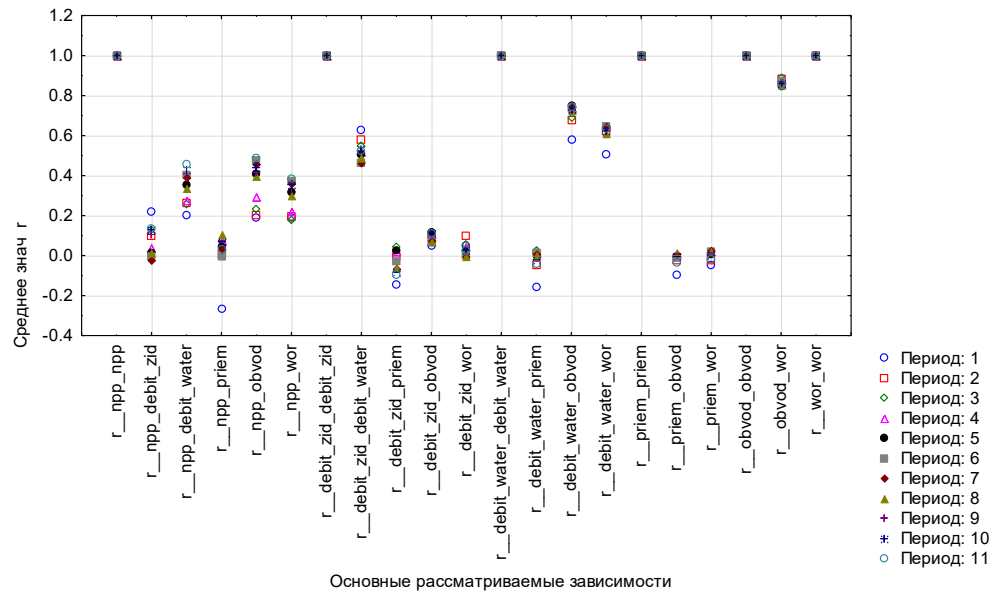


Рис. 3.33 Значения коэффициентов корреляции между основными показателями разработки (за период от 1 до 11 лет предшествующий трассерным исследованиям)

В основном диапазон изменения коэффициентов корреляции находится в диапазоне от 0.1 до -0.2 д.ед. за период в 11 лет и редко его превышает. Наиболее высокие значения коэффициентов корреляции установлены для пар показателей debit\_zid - debit\_water, debit\_water – wor и debit\_water – obvod. Пары показателей, связанные с приемистостью скважин – имеют практические нулевые значения коэффициентов корреляции.

Для более детального анализа показателей разработки выполнено сравнение 2 средних значений (табл. 3.13) при помощи t-критерия Стьюдента для 2 групп с хорошей гидродинамической связью «ХС» (68 пар скважин) и групп с ухудшенной связью «ПС» (99 пар скважин) (за 5 лет предшествовавшим исследованиям).

Для сравнения различий дополнительно было рассчитано превышение значения  $r$  в классе «ХС» над классом «ПС» по формуле:  $\Delta r = r(\text{ХС}) - r(\text{ПС})$

Таблица 3.13 Сравнение средних значений с использованием t-критерия Стьюдента для класса «ХС» и «ПС» (за 5 лет предшествовавшим исследованиям)

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее r ХС 68 шт	Среднее r ПС 99 шт.	t-критическая	p-value	Ст.откл. ХС	Ст.откл. ПС	Δr
1	r_npp_npp	1	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
2	r_npp_debit_zid	1	0.37963	0.10131	2.531	0.012	0.65153	0.72815	0.28
3	r_npp_debit_water	1	0.37996	0.07842	2.686	0.008	0.63999	0.75859	0.30
4	r_npp_priem	1	-0.23647	-0.28047	0.426	0.671	0.68188	0.63868	0.04
5	r_npp_obvod	1	0.19940	0.17373	0.246	0.806	0.66397	0.66204	0.03
6	r_npp_wor	1	0.22059	0.16322	0.620	0.536	0.57383	0.59684	0.06
7	r_npp_d_debit_zid	1	0.18791	0.15305	0.497	0.620	0.50487	0.39954	0.03
8	r_npp_d_debit_water	1	0.13732	0.16142	-0.375	0.708	0.41099	0.40615	-0.02
9	r_npp_d_priem	1	0.23150	0.20053	0.530	0.597	0.39935	0.35077	0.03
10	r_npp_d_obvod	1	-0.04739	-0.04136	-0.083	0.934	0.45781	0.46371	-0.01
11	r_npp_d_wor	1	0.07507	0.01663	1.294	0.197	0.28275	0.28935	0.06
12	r_debit_zid_debit_zid	1	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
13	r_debit_zid_debit_water	1	0.64229	0.61415	0.308	0.759	0.57859	0.58292	0.03
14	r_debit_zid_priem	1	-0.12828	-0.14580	0.193	0.847	0.56499	0.58395	0.02
15	r_debit_zid_obvod	1	0.09167	0.01290	0.764	0.446	0.66539	0.64670	0.08
16	r_debit_zid_wor	1	0.08451	0.01841	0.713	0.477	0.57632	0.59690	0.07
17	r_debit_zid_d_debit_zid	1	0.34299	0.31887	0.384	0.701	0.45798	0.35188	0.02
18	r_debit_zid_d_debit_water	1	0.36089	0.14552	3.258	0.001	0.37860	0.44559	0.22
19	r_debit_zid_d_priem	1	0.11883	0.05933	0.869	0.386	0.46491	0.41272	0.06
20	r_debit_zid_d_obvod	1	0.02522	-0.09130	1.632	0.105	0.49135	0.42547	0.12
21	r_debit_zid_d_wor	1	0.02182	-0.09936	2.292	0.023	0.35932	0.31846	0.12
22	r_debit_water_debit_water	1	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
23	r_debit_water_priem	1	-0.15828	-0.14686	-0.128	0.898	0.56908	0.56686	-0.01
24	r_debit_water_obvod	1	0.59477	0.56810	0.335	0.738	0.45949	0.53382	0.03
25	r_debit_water_wor	1	0.51025	0.50086	0.131	0.896	0.40721	0.48243	0.01
26	r_debit_water_d_debit_zid	1	0.38708	0.25065	2.321	0.022	0.38757	0.36308	0.14
27	r_debit_water_d_debit_water	1	0.37653	0.35872	0.358	0.721	0.34446	0.29452	0.02
28	r_debit_water_d_priem	1	0.12986	0.04819	1.197	0.233	0.45380	0.41822	0.08
29	r_debit_water_d_obvod	1	0.05920	0.17685	-1.864	0.064	0.44071	0.37081	-0.12
30	r_debit_water_d_wor	1	0.05964	0.02871	0.668	0.505	0.30540	0.28568	0.03
31	r_priem_priem	1	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
32	r_priem_obvod	1	-0.06082	-0.10891	0.565	0.573	0.53454	0.54378	0.05

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее r ХС 68 шт	Среднее r ПС 99 шт.	t-критическая Стюдента	p-value	Ст.откл. ХС	Ст.откл. ПС	Δr
33	r_priem_wor	1	-0.03447	-0.05404	0.268	0.789	0.45025	0.47345	0.02
34	r_priem_d_debit_zid	1	-0.01263	-0.11103	1.573	0.118	0.43122	0.37214	0.10
35	r_priem_d_debit_water	1	-0.02058	-0.08226	0.905	0.367	0.44150	0.42691	0.06
36	r_priem_d_priem	1	0.19447	0.19293	0.028	0.978	0.37718	0.32504	0.00
37	r_priem_d_obvod	1	0.03539	0.02272	0.191	0.849	0.43392	0.41357	0.01
38	r_priem_d_wor	1	0.02357	0.03470	-0.249	0.804	0.30556	0.26774	-0.01
39	r_obvod_obvod	1	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
40	r_obvod_wor	1	0.83950	0.85480	-0.780	0.436	0.11335	0.13174	-0.02
41	r_obvod_d_debit_zid	1	0.29420	0.08286	3.136	0.002	0.42851	0.42748	0.21
42	r_obvod_d_debit_water	1	0.25668	0.25062	0.094	0.925	0.43115	0.39374	0.01
43	r_obvod_d_priem	1	0.05527	0.05110	0.068	0.946	0.38302	0.38908	0.00
44	r_obvod_d_obvod	1	0.13058	0.25933	-2.023	0.045	0.43586	0.38098	-0.13
45	r_obvod_d_wor	1	0.12666	0.09675	0.592	0.555	0.33763	0.30861	0.03
46	r_wor_wor	1	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
47	r_wor_d_debit_zid	1	0.22164	0.06769	2.642	0.009	0.36381	0.37419	0.15
48	r_wor_d_debit_water	1	0.15460	0.14842	0.102	0.919	0.38957	0.38037	0.01
49	r_wor_d_priem	1	0.08940	0.08232	0.125	0.901	0.35432	0.36302	0.01
50	r_wor_d_obvod	1	0.07835	0.19138	-2.186	0.030	0.33920	0.32052	-0.11
51	r_wor_d_wor	1	0.46236	0.42506	0.764	0.446	0.33630	0.29043	0.04
52	r_d_debit_zid_d_debit_zid	1	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
53	r_d_debit_zid_d_debit_water	1	0.63108	0.65284	-0.304	0.761	0.50238	0.41833	-0.02
54	r_d_debit_zid_d_priem	1	-0.00769	-0.03524	0.475	0.635	0.39029	0.35252	0.03
55	r_d_debit_zid_d_obvod	1	0.02395	-0.01824	0.572	0.568	0.47860	0.46117	0.04
56	r_d_debit_zid_d_wor	1	-0.02010	-0.07532	0.926	0.356	0.40002	0.36349	0.06
57	r_d_debit_water_d_debit_water	1	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
58	r_d_debit_water_d_priem	1	-0.06245	-0.03172	-0.543	0.588	0.39012	0.33704	-0.03
59	r_d_debit_water_d_obvod	1	0.58819	0.55478	0.507	0.613	0.43144	0.40958	0.03
60	r_d_debit_water_d_wor	1	0.23378	0.15710	1.410	0.161	0.37206	0.32587	0.08
61	r_d_priem_d_priem	1	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
62	r_d_priem_d_obvod	1	-0.09967	-0.05029	-0.881	0.379	0.37448	0.34246	-0.05
63	r_d_priem_d_wor	1	0.02778	0.06429	-0.797	0.427	0.32368	0.26595	-0.04
64	r_d_obvod_d_obvod	1	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее r ХС 68 шт	Среднее r ПС 99 шт.	t-критий Стьюдента	p-value	Ст.откл. ХС	Ст.откл. ПС	Δr
65	r__d_obvod_d_wor	1	0.44690	0.40816	0.864	0.389	0.27221	0.29300	0.04
66	r__npp_npp	2	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
67	r__npp_debit_zid	2	0.19900	0.02282	1.617	0.108	0.69155	0.69192	0.18
68	r__npp_debit_water	2	0.38175	0.17559	2.109	0.036	0.57734	0.64844	0.21
69	r__npp_priem	2	0.04208	-0.01480	0.688	0.492	0.52946	0.52120	0.06
70	r__npp_obvod	2	0.21959	0.19439	0.254	0.800	0.68819	0.58550	0.03
71	r__npp_wor	2	0.21444	0.18674	0.307	0.759	0.61706	0.53945	0.03
72	r__npp_d_debit_zid	2	0.14330	0.08016	1.633	0.104	0.22892	0.25618	0.06
73	r__npp_d_debit_water	2	0.13697	0.06343	1.429	0.155	0.29349	0.34776	0.07
74	r__npp_d_priem	2	-0.01653	-0.02868	0.331	0.741	0.24325	0.22553	0.01
75	r__npp_d_obvod	2	0.05932	0.03004	0.618	0.537	0.29810	0.30238	0.03
76	r__npp_d_wor	2	0.11923	0.04257	2.476	0.014	0.20057	0.19379	0.08
77	r__debit_zid_debit_zid	2	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
78	r__debit_zid_debit_water	2	0.47816	0.64203	-1.704	0.090	0.70672	0.53471	-0.16
79	r__debit_zid_priem	2	0.08267	-0.05900	2.182	0.031	0.38751	0.42822	0.14
80	r__debit_zid_obvod	2	-0.01744	0.17979	-2.092	0.038	0.67062	0.54402	-0.20
81	r__debit_zid_wor	2	-0.01006	0.16626	-2.017	0.045	0.61765	0.50791	-0.18
82	r__debit_zid_d_debit_zid	2	0.28670	0.24460	1.226	0.222	0.21256	0.22178	0.04
83	r__debit_zid_d_debit_water	2	0.25712	0.18208	1.531	0.128	0.30087	0.31818	0.08
84	r__debit_zid_d_priem	2	0.02191	0.01628	0.155	0.877	0.23642	0.22580	0.01
85	r__debit_zid_d_obvod	2	0.02922	-0.00458	0.655	0.513	0.33334	0.32347	0.03
86	r__debit_zid_d_wor	2	0.02283	-0.04137	1.659	0.099	0.24218	0.24812	0.06
87	r__debit_water_debit_water	2	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
88	r__debit_water_priem	2	-0.04105	-0.04112	0.001	0.999	0.40567	0.42027	0.00
89	r__debit_water_obvod	2	0.65549	0.68710	-0.543	0.588	0.39236	0.35349	-0.03
90	r__debit_water_wor	2	0.61463	0.63020	-0.285	0.776	0.36171	0.33607	-0.02
91	r__debit_water_d_debit_zid	2	0.27040	0.15138	2.796	0.006	0.28013	0.26327	0.12
92	r__debit_water_d_debit_water	2	0.34937	0.29654	1.328	0.186	0.23437	0.26423	0.05
93	r__debit_water_d_priem	2	0.02032	-0.01494	0.948	0.345	0.24829	0.22740	0.04
94	r__debit_water_d_obvod	2	0.16541	0.17571	-0.220	0.826	0.28901	0.30277	-0.01
95	r__debit_water_d_wor	2	0.12614	0.06005	1.801	0.074	0.23726	0.23015	0.07
96	r__priem_priem	2	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее r ХС 68 шт	Среднее r ПС 99 шт.	t-критий Стьюдента	p-value	Ст.откл. ХС	Ст.откл. ПС	Δr
97	r_priem_obvod	2	-0.04820	0.00209	-0.738	0.461	0.45156	0.41902	-0.05
98	r_priem_wor	2	-0.05445	0.00830	-1.004	0.317	0.40973	0.38785	-0.06
99	r_priem_d_debit_zid	2	-0.00136	-0.03848	0.824	0.411	0.30108	0.27554	0.04
100	r_priem_d_debit_water	2	-0.01415	-0.03335	0.384	0.702	0.33366	0.30600	0.02
101	r_priem_d_priem	2	0.29883	0.27844	0.888	0.376	0.16276	0.13283	0.02
102	r_priem_d_obvod	2	0.00438	-0.00954	0.308	0.758	0.29529	0.28089	0.01
103	r_priem_d_wor	2	-0.00298	-0.00608	0.096	0.923	0.21981	0.19302	0.00
104	r_obvod_obvod	2	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
105	r_obvod_wor	2	0.88644	0.88280	0.193	0.847	0.12254	0.11778	0.00
106	r_obvod_d_debit_zid	2	0.11137	0.01496	2.006	0.046	0.30138	0.30763	0.10
107	r_obvod_d_debit_water	2	0.20392	0.19896	0.112	0.911	0.27078	0.28829	0.00
108	r_obvod_d_priem	2	0.01895	-0.02571	1.192	0.235	0.25952	0.22171	0.04
109	r_obvod_d_obvod	2	0.23167	0.25790	-0.757	0.450	0.22494	0.21653	-0.03
110	r_obvod_d_wor	2	0.13888	0.09678	1.360	0.176	0.18983	0.20104	0.04
111	r_wor_wor	2	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
112	r_wor_d_debit_zid	2	0.10621	-0.00146	2.517	0.013	0.28009	0.26556	0.11
113	r_wor_d_debit_water	2	0.15133	0.13889	0.286	0.775	0.28595	0.26877	0.01
114	r_wor_d_priem	2	0.02127	-0.00445	0.740	0.461	0.24721	0.20081	0.03
115	r_wor_d_obvod	2	0.14122	0.17736	-0.999	0.319	0.24129	0.22119	-0.04
116	r_wor_d_wor	2	0.39692	0.35115	1.329	0.186	0.19425	0.23379	0.05
117	r_d_debit_zid_d_debit_zid	2	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
118	r_d_debit_zid_d_debit_water	2	0.65387	0.63157	0.344	0.731	0.39578	0.42141	0.02
119	r_d_debit_zid_d_priem	2	0.01005	0.01581	-0.187	0.852	0.20133	0.19234	-0.01
120	r_d_debit_zid_d_obvod	2	0.07692	0.09691	-0.391	0.696	0.32257	0.32545	-0.02
121	r_d_debit_zid_d_wor	2	-0.00617	-0.01680	0.265	0.791	0.26904	0.24376	0.01
122	r_d_debit_water_d_debit_water	2	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
123	r_d_debit_water_d_priem	2	-0.02353	-0.00384	-0.603	0.547	0.19980	0.21238	-0.02
124	r_d_debit_water_d_obvod	2	0.62029	0.66018	-0.908	0.365	0.29800	0.26536	-0.04
125	r_d_debit_water_d_wor	2	0.22626	0.24462	-0.481	0.631	0.26503	0.22520	-0.02
126	r_d_priem_d_priem	2	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
127	r_d_priem_d_obvod	2	-0.02038	-0.00990	-0.274	0.784	0.23076	0.25100	-0.01
128	r_d_priem_d_wor	2	0.00203	0.03782	-1.172	0.243	0.20198	0.18821	-0.04

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее r ХС 68 шт	Среднее r ПС 99 шт.	t-критическая Стюдента	p-value	Ст.откл. ХС	Ст.откл. ПС	Δr
129	r_d_obvod_d_obvod	2	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
130	r_d_obvod_d_wor	2	0.38362	0.39337	-0.250	0.803	0.24605	0.24818	-0.01
131	r_npp_npp	3	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
132	r_npp_debit_zid	3	0.21628	0.05968	1.568	0.119	0.66779	0.61010	0.16
133	r_npp_debit_water	3	0.35603	0.18328	2.031	0.044	0.54046	0.53969	0.17
134	r_npp_priem	3	0.08990	0.01766	0.847	0.398	0.52705	0.55072	0.07
135	r_npp_obvod	3	0.18542	0.25953	-0.760	0.449	0.72121	0.53889	-0.07
136	r_npp_wor	3	0.15340	0.19098	-0.425	0.672	0.65166	0.49148	-0.04
137	r_npp_d_debit_zid	3	0.15611	0.11966	0.921	0.358	0.24884	0.25290	0.04
138	r_npp_d_debit_water	3	0.16384	0.09883	1.432	0.154	0.29357	0.28464	0.07
139	r_npp_d_priem	3	0.03963	0.02443	0.537	0.592	0.18780	0.17367	0.02
140	r_npp_d_obvod	3	0.04758	0.01840	0.655	0.513	0.28404	0.28179	0.03
141	r_npp_d_wor	3	0.09905	0.05142	1.506	0.134	0.20112	0.20058	0.05
142	r_debit_zid_debit_zid	3	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
143	r_debit_zid_debit_water	3	0.41950	0.63384	-2.373	0.019	0.69016	0.47749	-0.21
144	r_debit_zid_priem	3	0.05259	0.03906	0.216	0.829	0.37556	0.41281	0.01
145	r_debit_zid_obvod	3	-0.08875	0.18354	-3.080	0.002	0.61478	0.52152	-0.27
146	r_debit_zid_wor	3	-0.10087	0.15663	-3.161	0.002	0.56578	0.48116	-0.26
147	r_debit_zid_d_debit_zid	3	0.22715	0.17799	1.454	0.148	0.20607	0.22047	0.05
148	r_debit_zid_d_debit_water	3	0.21830	0.13118	1.986	0.049	0.28506	0.27400	0.09
149	r_debit_zid_d_priem	3	0.04145	0.01422	0.988	0.325	0.18469	0.16816	0.03
150	r_debit_zid_d_obvod	3	0.06454	0.01008	1.186	0.237	0.30689	0.28078	0.05
151	r_debit_zid_d_wor	3	0.04210	-0.03791	2.265	0.025	0.21323	0.23154	0.08
152	r_debit_water_debit_water	3	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
153	r_debit_water_priem	3	-0.00426	0.05347	-0.925	0.356	0.39202	0.39935	-0.06
154	r_debit_water_obvod	3	0.67957	0.69974	-0.393	0.695	0.34247	0.31412	-0.02
155	r_debit_water_wor	3	0.62493	0.64444	-0.408	0.684	0.31496	0.29582	-0.02
156	r_debit_water_d_debit_zid	3	0.14705	0.13243	0.373	0.710	0.25823	0.24254	0.01
157	r_debit_water_d_debit_water	3	0.28712	0.24428	1.411	0.160	0.19623	0.19036	0.04
158	r_debit_water_d_priem	3	0.00741	0.01267	-0.175	0.861	0.21642	0.17035	-0.01
159	r_debit_water_d_obvod	3	0.18549	0.17290	0.352	0.726	0.25283	0.20834	0.01
160	r_debit_water_d_wor	3	0.13807	0.02432	3.490	0.001	0.19085	0.21719	0.11

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее r ХС 68 шт	Среднее r ПС 99 шт.	t-критий Стюдента	p-value	Ст.откл. ХС	Ст.откл. ПС	Δr
161	r_priem_priem	3	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
162	r_priem_obvod	3	-0.01085	0.00995	-0.308	0.759	0.46352	0.40387	-0.02
163	r_priem_wor	3	-0.01298	0.02569	-0.660	0.510	0.40017	0.35122	-0.04
164	r_priem_d_debit_zid	3	-0.00548	-0.00091	-0.124	0.901	0.24998	0.22106	0.00
165	r_priem_d_debit_water	3	0.02078	0.01259	0.198	0.843	0.29784	0.23536	0.01
166	r_priem_d_priem	3	0.18040	0.17981	0.021	0.983	0.19374	0.16373	0.00
167	r_priem_d_obvod	3	0.07903	0.02065	1.510	0.133	0.27594	0.22228	0.06
168	r_priem_d_wor	3	0.03354	-0.00252	1.378	0.170	0.17839	0.15726	0.04
169	r_obvod_obvod	3	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
170	r_obvod_wor	3	0.89334	0.89548	-0.129	0.897	0.11300	0.09986	0.00
171	r_obvod_d_debit_zid	3	0.02135	0.01967	0.037	0.970	0.29886	0.27396	0.00
172	r_obvod_d_debit_water	3	0.12917	0.12419	0.129	0.898	0.27602	0.22333	0.00
173	r_obvod_d_priem	3	-0.04252	-0.00008	-1.404	0.162	0.21149	0.17724	-0.04
174	r_obvod_d_obvod	3	0.16541	0.18632	-0.752	0.453	0.20349	0.15533	-0.02
175	r_obvod_d_wor	3	0.11479	0.05408	1.965	0.051	0.19125	0.19942	0.06
176	r_wor_wor	3	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
177	r_wor_d_debit_zid	3	0.02126	0.00857	0.289	0.773	0.28736	0.27266	0.01
178	r_wor_d_debit_water	3	0.10201	0.11004	-0.201	0.841	0.28147	0.23284	-0.01
179	r_wor_d_priem	3	-0.04528	0.00735	-1.650	0.101	0.22662	0.18437	-0.05
180	r_wor_d_obvod	3	0.12959	0.17534	-1.726	0.086	0.19340	0.14871	-0.05
181	r_wor_d_wor	3	0.33618	0.27416	1.971	0.050	0.17008	0.21767	0.06
182	r_d_debit_zid_d_debit_zid	3	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
183	r_d_debit_zid_d_debit_water	3	0.59111	0.63352	-0.675	0.501	0.42492	0.37987	-0.04
184	r_d_debit_zid_d_priem	3	0.04887	0.07963	-0.993	0.322	0.22278	0.17670	-0.03
185	r_d_debit_zid_d_obvod	3	0.01019	0.09670	-1.815	0.071	0.30789	0.29902	-0.09
186	r_d_debit_zid_d_wor	3	-0.01833	-0.03524	0.473	0.637	0.23201	0.22359	0.02
187	r_d_debit_water_d_debit_water	3	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
188	r_d_debit_water_d_priem	3	-0.02538	0.02673	-1.879	0.062	0.19150	0.16475	-0.05
189	r_d_debit_water_d_obvod	3	0.63065	0.66822	-0.889	0.375	0.28804	0.25401	-0.04
190	r_d_debit_water_d_wor	3	0.24045	0.22780	0.336	0.737	0.22918	0.24522	0.01
191	r_d_priem_d_priem	3	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
192	r_d_priem_d_obvod	3	-0.08919	-0.03982	-1.701	0.091	0.21247	0.16226	-0.05

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее r ХС 68 шт	Среднее r ПС 99 шт.	t-критий Стьюдента	p-value	Ст.откл. ХС	Ст.откл. ПС	Δr
193	r_d_priem_d_wor	3	-0.04154	0.00014	-1.646	0.102	0.18499	0.14186	-0.04
194	r_d_obvod_d_obvod	3	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
195	r_d_obvod_d_wor	3	0.39737	0.39330	0.108	0.914	0.19439	0.26522	0.00
196	r_npp_npp	4	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
197	r_npp_debit_zid	4	0.11248	-0.01779	1.432	0.154	0.63449	0.53533	0.13
198	r_npp_debit_water	4	0.38483	0.18998	2.456	0.015	0.52001	0.49230	0.19
199	r_npp_priem	4	0.09313	0.05517	0.384	0.701	0.62142	0.63151	0.04
200	r_npp_obvod	4	0.30644	0.27674	0.312	0.755	0.68846	0.53901	0.03
201	r_npp_wor	4	0.26050	0.19425	0.757	0.450	0.62883	0.49940	0.07
202	r_npp_d_debit_zid	4	0.10926	0.10731	0.063	0.950	0.17562	0.21078	0.00
203	r_npp_d_debit_water	4	0.09843	0.06696	0.872	0.385	0.23712	0.22371	0.03
204	r_npp_d_priem	4	0.00627	-0.00782	0.419	0.676	0.22366	0.20665	0.01
205	r_npp_d_obvod	4	-0.01991	0.00588	-0.673	0.502	0.26067	0.23071	-0.03
206	r_npp_d_wor	4	0.06848	0.03133	1.438	0.152	0.16947	0.16021	0.04
207	r_debit_zid_debit_zid	4	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
208	r_debit_zid_debit_water	4	0.41809	0.59050	-1.846	0.067	0.66384	0.53933	-0.17
209	r_debit_zid_priem	4	0.05487	-0.00300	0.887	0.376	0.40740	0.41902	0.06
210	r_debit_zid_obvod	4	-0.05573	0.21628	-3.002	0.003	0.62580	0.53816	-0.27
211	r_debit_zid_wor	4	-0.09727	0.13459	-2.852	0.005	0.56243	0.48214	-0.23
212	r_debit_zid_d_debit_zid	4	0.14320	0.10819	1.219	0.225	0.13444	0.20890	0.04
213	r_debit_zid_d_debit_water	4	0.13664	0.07267	1.739	0.084	0.22698	0.23805	0.06
214	r_debit_zid_d_priem	4	0.01224	0.01109	0.040	0.968	0.19042	0.17681	0.00
215	r_debit_zid_d_obvod	4	0.04072	-0.00194	1.115	0.267	0.23914	0.24544	0.04
216	r_debit_zid_d_wor	4	0.02010	-0.03693	1.928	0.056	0.18257	0.19129	0.06
217	r_debit_water_debit_water	4	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
218	r_debit_water_priem	4	0.01939	0.01349	0.091	0.928	0.43883	0.39570	0.01
219	r_debit_water_obvod	4	0.70271	0.75898	-1.121	0.264	0.38486	0.26426	-0.06
220	r_debit_water_wor	4	0.63240	0.66018	-0.566	0.572	0.34732	0.28492	-0.03
221	r_debit_water_d_debit_zid	4	0.08624	0.07996	0.192	0.848	0.15858	0.23592	0.01
222	r_debit_water_d_debit_water	4	0.23573	0.16782	2.307	0.022	0.17567	0.19415	0.07
223	r_debit_water_d_priem	4	-0.01603	0.02174	-1.250	0.213	0.21759	0.17193	-0.04
224	r_debit_water_d_obvod	4	0.19336	0.13453	1.775	0.078	0.21565	0.20675	0.06

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее r ХС 68 шт	Среднее r ПС 99 шт.	t-критий Стьюдента	p-value	Ст.откл. ХС	Ст.откл. ПС	Δr
225	r_debit_water_d_wor	4	0.12977	0.00562	4.156	0.000	0.18772	0.19101	0.12
226	r_priem_priem	4	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
227	r_priem_obvod	4	0.04026	-0.01296	0.755	0.452	0.49797	0.40991	0.05
228	r_priem_wor	4	0.04276	0.00695	0.602	0.548	0.42013	0.34576	0.04
229	r_priem_d_debit_zid	4	0.03715	0.04709	-0.307	0.759	0.19759	0.21083	-0.01
230	r_priem_d_debit_water	4	0.05695	0.01399	1.220	0.224	0.22428	0.22308	0.04
231	r_priem_d_priem	4	0.15912	0.15542	0.111	0.911	0.22711	0.19917	0.00
232	r_priem_d_obvod	4	0.03045	-0.00621	1.047	0.297	0.21824	0.22514	0.04
233	r_priem_d_wor	4	0.04009	0.00026	1.767	0.079	0.15057	0.13778	0.04
234	r_obvod_obvod	4	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
235	r_obvod_wor	4	0.88205	0.87625	0.291	0.772	0.13149	0.12361	0.01
236	r_obvod_d_debit_zid	4	-0.01213	-0.00199	-0.320	0.750	0.16468	0.22309	-0.01
237	r_obvod_d_debit_water	4	0.12333	0.07226	1.645	0.102	0.21007	0.18779	0.05
238	r_obvod_d_priem	4	-0.04320	0.01699	-2.041	0.043	0.20245	0.17608	-0.06
239	r_obvod_d_obvod	4	0.13394	0.11164	0.674	0.501	0.23196	0.19377	0.02
240	r_obvod_d_wor	4	0.11690	0.02774	3.091	0.002	0.19008	0.17832	0.09
241	r_wor_wor	4	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
242	r_wor_d_debit_zid	4	0.01707	0.01807	-0.029	0.977	0.18890	0.23187	0.00
243	r_wor_d_debit_water	4	0.11131	0.08963	0.690	0.491	0.21294	0.18989	0.02
244	r_wor_d_priem	4	-0.04121	0.01426	-1.880	0.062	0.20475	0.17438	-0.06
245	r_wor_d_obvod	4	0.10689	0.12001	-0.460	0.646	0.20025	0.16713	-0.01
246	r_wor_d_wor	4	0.31342	0.23898	2.738	0.007	0.16688	0.17640	0.07
247	r_d_debit_zid_d_debit_zid	4	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
248	r_d_debit_zid_d_debit_water	4	0.59544	0.63335	-0.631	0.529	0.39711	0.37044	-0.04
249	r_d_debit_zid_d_priem	4	0.05073	0.05917	-0.297	0.767	0.20330	0.16268	-0.01
250	r_d_debit_zid_d_obvod	4	0.06220	0.12039	-1.239	0.217	0.31442	0.28661	-0.06
251	r_d_debit_zid_d_wor	4	0.00123	-0.01137	0.414	0.680	0.19991	0.18873	0.01
252	r_d_debit_water_d_debit_water	4	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
253	r_d_debit_water_d_priem	4	-0.00157	0.01746	-0.689	0.492	0.18804	0.16589	-0.02
254	r_d_debit_water_d_obvod	4	0.66862	0.68199	-0.335	0.738	0.27480	0.23763	-0.01
255	r_d_debit_water_d_wor	4	0.24484	0.22575	0.616	0.539	0.19451	0.19818	0.02
256	r_d_priem_d_priem	4	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее r ХС 68 шт	Среднее r ПС 99 шт.	t-критий Стьюдента	p-value	Ст.откл. ХС	Ст.откл. ПС	Δr
257	r_d_priem_d_obvod	4	-0.07935	-0.03863	-1.635	0.104	0.16398	0.15404	-0.04
258	r_d_priem_d_wor	4	-0.02503	0.00034	-1.096	0.275	0.17092	0.12801	-0.03
259	r_d_obvod_d_obvod	4	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
260	r_d_obvod_d_wor	4	0.36155	0.37562	-0.439	0.661	0.17290	0.22198	-0.01
261	r_npp_npp	5	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
262	r_npp_debit_zid	5	0.09636	-0.04565	1.533	0.127	0.61879	0.56593	0.14
263	r_npp_debit_water	5	0.47335	0.26919	2.438	0.016	0.52429	0.53663	0.20
264	r_npp_priem	5	0.05715	0.03493	0.225	0.822	0.64137	0.61702	0.02
265	r_npp_obvod	5	0.46173	0.37342	1.056	0.292	0.55528	0.51328	0.09
266	r_npp_wor	5	0.36340	0.27904	1.042	0.299	0.55615	0.48323	0.08
267	r_npp_d_debit_zid	5	0.12010	0.08987	1.061	0.290	0.17642	0.18392	0.03
268	r_npp_d_debit_water	5	0.08993	0.04836	1.132	0.259	0.23118	0.23445	0.04
269	r_npp_d_priem	5	0.01853	0.02428	-0.225	0.822	0.16983	0.15651	-0.01
270	r_npp_d_obvod	5	0.00846	-0.00664	0.430	0.668	0.23107	0.21713	0.02
271	r_npp_d_wor	5	0.06658	0.01726	2.011	0.046	0.16405	0.14982	0.05
272	r_debit_zid_debit_zid	5	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
273	r_debit_zid_debit_water	5	0.43015	0.55619	-1.327	0.186	0.64034	0.57609	-0.13
274	r_debit_zid_priem	5	0.03248	0.01584	0.246	0.806	0.42329	0.43348	0.02
275	r_debit_zid_obvod	5	0.02717	0.17077	-1.551	0.123	0.63365	0.55408	-0.14
276	r_debit_zid_wor	5	-0.06278	0.08161	-1.805	0.073	0.55753	0.47077	-0.14
277	r_debit_zid_d_debit_zid	5	0.12998	0.07866	1.549	0.123	0.17992	0.22885	0.05
278	r_debit_zid_d_debit_water	5	0.09835	0.04987	1.347	0.180	0.22647	0.22978	0.05
279	r_debit_zid_d_priem	5	0.02041	0.00621	0.551	0.583	0.16145	0.16511	0.01
280	r_debit_zid_d_obvod	5	0.01288	-0.00901	0.648	0.518	0.19910	0.22441	0.02
281	r_debit_zid_d_wor	5	0.01921	-0.02839	1.864	0.064	0.16179	0.16236	0.05
282	r_debit_water_debit_water	5	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
283	r_debit_water_priem	5	0.00772	0.01589	-0.122	0.903	0.45217	0.40712	-0.01
284	r_debit_water_obvod	5	0.74257	0.74929	-0.121	0.903	0.40860	0.30661	-0.01
285	r_debit_water_wor	5	0.64174	0.64263	-0.017	0.987	0.37917	0.30891	0.00
286	r_debit_water_d_debit_zid	5	0.08473	0.03389	1.489	0.138	0.18245	0.23729	0.05
287	r_debit_water_d_debit_water	5	0.19520	0.11593	2.411	0.017	0.20800	0.20931	0.08
288	r_debit_water_d_priem	5	-0.01262	0.00661	-0.728	0.468	0.18024	0.15869	-0.02

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее r ХС 68 шт	Среднее r ПС 99 шт.	t-критическая Стюдента	p-value	Ст.откл. ХС	Ст.откл. ПС	Δr
289	r_debit_water_d_obvod	5	0.16300	0.10585	1.829	0.069	0.20472	0.19386	0.06
290	r_debit_water_d_wor	5	0.12287	0.00904	3.926	0.000	0.19528	0.17601	0.11
291	r_priem_priem	5	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
292	r_priem_obvod	5	0.03744	-0.03513	1.066	0.288	0.47568	0.39959	0.07
293	r_priem_wor	5	0.03770	-0.00659	0.753	0.453	0.41995	0.33815	0.04
294	r_priem_d_debit_zid	5	0.04901	0.05148	-0.076	0.939	0.21143	0.20213	0.00
295	r_priem_d_debit_water	5	0.05662	0.02780	0.890	0.375	0.21400	0.19964	0.03
296	r_priem_d_priem	5	0.16287	0.16097	0.074	0.941	0.17539	0.15249	0.00
297	r_priem_d_obvod	5	0.04092	0.00790	1.057	0.292	0.20529	0.19352	0.03
298	r_priem_d_wor	5	0.03347	0.01183	1.051	0.295	0.14079	0.12339	0.02
299	r_obvod_obvod	5	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
300	r_obvod_wor	5	0.87141	0.86667	0.220	0.826	0.13832	0.13548	0.00
301	r_obvod_d_debit_zid	5	0.01483	-0.02094	1.278	0.203	0.14802	0.19557	0.04
302	r_obvod_d_debit_water	5	0.12421	0.04632	2.488	0.014	0.21700	0.18532	0.08
303	r_obvod_d_priem	5	-0.03016	0.01806	-1.812	0.072	0.18351	0.15832	-0.05
304	r_obvod_d_obvod	5	0.16255	0.09763	2.034	0.044	0.20479	0.20122	0.06
305	r_obvod_d_wor	5	0.12071	0.04072	2.860	0.005	0.19605	0.16373	0.08
306	r_wor_wor	5	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
307	r_wor_d_debit_zid	5	0.01728	-0.01343	1.044	0.298	0.15807	0.20412	0.03
308	r_wor_d_debit_water	5	0.10888	0.04644	1.970	0.051	0.21364	0.19229	0.06
309	r_wor_d_priem	5	-0.03954	0.00642	-1.688	0.093	0.18750	0.16220	-0.05
310	r_wor_d_obvod	5	0.11480	0.08571	1.037	0.301	0.18826	0.17091	0.03
311	r_wor_d_wor	5	0.30795	0.24812	2.186	0.030	0.17410	0.17362	0.06
312	r_d_debit_zid_d_debit_zid	5	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
313	r_d_debit_zid_d_debit_water	5	0.57846	0.62799	-0.879	0.380	0.35854	0.35690	-0.05
314	r_d_debit_zid_d_priem	5	0.06023	0.06776	-0.283	0.778	0.17898	0.16246	-0.01
315	r_d_debit_zid_d_obvod	5	0.05616	0.10852	-1.371	0.172	0.24420	0.24141	-0.05
316	r_d_debit_zid_d_wor	5	0.00147	0.00157	-0.003	0.997	0.17693	0.17476	0.00
317	r_d_debit_water_d_debit_water	5	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
318	r_d_debit_water_d_priem	5	0.00229	0.01711	-0.567	0.571	0.17052	0.16251	-0.01
319	r_d_debit_water_d_obvod	5	0.66065	0.67157	-0.294	0.769	0.26204	0.21640	-0.01
320	r_d_debit_water_d_wor	5	0.23013	0.21681	0.437	0.663	0.18940	0.19622	0.01

№	Значение r в паре показателей разработки	Период	Среднее r ХС 68 шт	Среднее r ПС 99 шт.	t-критерий Стьюдента	p-value	Ст.откл. ХС	Ст.откл. ПС	Δr
321	r_d_priem_d_priem	5	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
322	r_d_priem_d_obvod	5	-0.05299	-0.03035	-1.022	0.309	0.15008	0.13389	-0.02
323	r_d_priem_d_wor	5	-0.02388	-0.00842	-0.685	0.494	0.16115	0.12991	-0.02
324	r_d_obvod_d_obvod	5	1.00000	1.00000			0.00000	0.00000	
325	r_d_obvod_d_wor	5	0.33273	0.35700	-0.750	0.454	0.18051	0.22084	-0.02

Прим: красным цветом выделении статистически значимые значения критерия Стьюдента ( $p \leq 0.05$ )

Наибольшее различие установлено для пары `ppr_debit_water`, за любой период времени. Положительное значение t-критерия Стьюдента указывает на более высокие средние значения коэффициентов корреляции в классе «ХС», по сравнению с классом «ПС».

Анализ коэффициентов корреляции связанных с приемистостью нагнетательной скважины показывает слабые различия в классах.

Лучшее статистически значимое значение t-критерия ( $t=2.182$ ,  $p=0.031$ ) установлено для `r_debit_zid_priem` для периода 2 лет. При рассмотрении периода более 2 лет и менее 2 лет, статистические критерии не позволяют выявить различие в средних значениях.

Следует отметить значения ( $t=1.573$ ,  $p=0.118$ ) для коэффициента корреляции `r_priem_d_debit_zid` за период в 1 год. Несмотря на неудовлетворительные значения критерия Стьюдента, более высокие значения `r_priem_d_debit_zid` в классе «ХС» между приемистостью нагнетательной скважины и производной по времени дебита жидкости добывающей скважины (скорость роста дебита жидкости) хорошо объяснимы с позиции наличия гидродинамической связи, что позволяет использовать данную корреляцию совместно с другими.

По итогам анализа средних значений установлено, что за период в 1 год имеется 9 статистически значимых различий коэффициентов корреляции, за 2 год – 8 значений, за 3 год – 7 значений, за 4 года – 8 значений, за 5 лет – 8 значений.

Корреляционный анализ в классах, заключается в оценке зависимости rFP, Lg(rFP), FP и рассчитанных коэффициентов корреляции (табл. 3.14).

Таблица 3.14 Корреляционная матрица для классов

		Период	Класс ХС			Класс ПС		
			rFP	Lg(rFP)	FP	rFP	Lg(rFP)	FP
1	r_npp_npp	1						
2	r_npp_debit_zid	1	-0.0941	-0.0926	-0.0894	0.0219	-0.0104	0.0240
3	r_npp_debit_water	1	-0.1290	-0.1281	-0.1253	0.0332	-0.0177	0.0371
4	r_npp_priem	1	-0.0816	-0.0434	-0.0662	0.0134	0.0322	0.0226
5	r_npp_obvod	1	-0.1734	-0.1734	-0.1698	0.1351	0.0771	0.1377
6	r_npp_wor	1	-0.1605	-0.1596	-0.1574	0.1325	0.0860	0.1357
7	r_npp_d_debit_zid	1	-0.1190	-0.1327	-0.1189	0.0686	0.0676	0.0685
8	r_npp_d_debit_water	1	-0.2020	-0.2132	-0.2009	-0.1834	-0.1601	-0.1827
9	r_npp_d_priem	1	-0.0089	-0.0570	0.0014	-0.0111	0.0104	-0.0079
10	r_npp_d_obvod	1	-0.1046	-0.0848	-0.1099	-0.2755	-0.2376	-0.2741
11	r_npp_d_wor	1	-0.1679	-0.1294	-0.1720	-0.2021	-0.1432	-0.2008
12	r_debit_zid_debit_zid	1						
13	r_debit_zid_debit_water	1	0.0380	-0.0182	0.0441	-0.0940	-0.0999	-0.0905
14	r_debit_zid_priem	1	-0.0167	-0.0380	-0.0067	0.0192	0.0638	0.0252
15	r_debit_zid_obvod	1	-0.0714	-0.1037	-0.0656	-0.1433	-0.1516	-0.1408
16	r_debit_zid_wor	1	-0.1051	-0.1411	-0.0994	-0.1298	-0.1311	-0.1267
17	r_debit_zid_d_debit_zid	1	-0.0845	-0.1246	-0.0813	-0.0196	-0.0766	-0.0209
18	r_debit_zid_d_debit_water	1	-0.0230	-0.0161	-0.0224	-0.1224	-0.1447	-0.1210
19	r_debit_zid_d_priem	1	-0.0792	-0.0864	-0.0791	0.0329	0.0063	0.0341
20	r_debit_zid_d_obvod	1	-0.1398	-0.0912	-0.1491	-0.2648	-0.2514	-0.2623
21	r_debit_zid_d_wor	1	-0.1956	-0.1804	-0.1990	-0.1120	-0.0512	-0.1087
22	r_debit_water_debit_water	1						
23	r_debit_water_priem	1	0.0727	0.0563	0.0833	0.0178	0.0506	0.0252
24	r_debit_water_obvod	1	-0.1453	-0.1285	-0.1455	-0.0878	-0.0952	-0.0877
25	r_debit_water_wor	1	-0.1889	-0.1805	-0.1888	-0.0447	-0.0537	-0.0436
26	r_debit_water_d_debit_zid	1	-0.1012	-0.1601	-0.0967	0.1430	0.1352	0.1441

27	r_debit_water_d_debit_water	1	-0.1289	-0.1673	-0.1262	0.1958	0.1441	0.1944
28	r_debit_water_d_priem	1	-0.0313	-0.0159	-0.0329	0.0496	0.0140	0.0507
29	r_debit_water_d_obvod	1	-0.2035	-0.1753	-0.2128	<b>-0.2034</b>	<b>-0.2095</b>	<b>-0.2039</b>
30	r_debit_water_d_wor	1	<b>-0.2671</b>	<b>-0.2778</b>	<b>-0.2703</b>	0.0470	0.0765	0.0493
31	r_priem_priem	1						
32	r_priem_obvod	1	0.2020	<b>0.2093</b>	0.2084	-0.0759	-0.0698	-0.0705
33	r_priem_wor	1	0.1781	<b>0.1840</b>	0.1843	-0.0643	-0.0736	-0.0592
34	r_priem_d_debit_zid	1	0.1698	<b>0.1847</b>	0.1779	-0.1463	-0.1005	-0.1426
35	r_priem_d_debit_water	1	0.0232	-0.0287	0.0327	-0.0067	0.0608	-0.0026
36	r_priem_d_priem	1	0.0640	0.1110	0.0754	-0.1599	-0.1295	-0.1554
37	r_priem_d_obvod	1	-0.1384	-0.1778	-0.1362	0.0824	0.1345	0.0853
38	r_priem_d_wor	1	-0.0539	-0.0917	-0.0477	0.0449	0.0382	0.0466
39	r_obvod_obvod	1						
40	r_obvod_wor	1	-0.1173	-0.1429	-0.1168	0.0667	0.0769	0.0694
41	r_obvod_d_debit_zid	1	0.0563	0.0595	0.0604	0.1813	0.1913	0.1843
42	r_obvod_d_debit_water	1	0.0333	0.0311	0.0378	<b>0.2374</b>	<b>0.2322</b>	<b>0.2384</b>
43	r_obvod_d_priem	1	0.0084	0.0145	0.0071	0.1102	0.0223	0.1081
44	r_obvod_d_obvod	1	0.0507	0.0566	0.0475	-0.0728	-0.0821	-0.0736
45	r_obvod_d_wor	1	-0.0519	-0.0753	-0.0526	0.1165	0.1312	0.1188
46	r_wor_wor	1						
47	r_wor_d_debit_zid	1	-0.0210	-0.0258	-0.0149	0.1847	<b>0.2038</b>	0.1885
48	r_wor_d_debit_water	1	-0.0179	-0.0334	-0.0105	<b>0.2938</b>	<b>0.2907</b>	<b>0.2960</b>
49	r_wor_d_priem	1	0.0415	0.0441	0.0388	0.0605	-0.0361	0.0574
50	r_wor_d_obvod	1	0.0311	0.0158	0.0307	-0.0006	-0.0193	-0.0009
51	r_wor_d_wor	1	0.0488	0.0441	0.0485	0.0957	0.0981	0.0957
52	r_d_debit_zid_d_debit_zid	1						
53	r_d_debit_zid_d_debit_water	1	0.0454	-0.0240	0.0528	-0.0465	-0.0309	-0.0420
54	r_d_debit_zid_d_priem	1	-0.1253	-0.1772	-0.1290	-0.0524	-0.0315	-0.0525
55	r_d_debit_zid_d_obvod	1	-0.1646	-0.1553	-0.1610	-0.0667	-0.0265	-0.0621
56	r_d_debit_zid_d_wor	1	-0.1470	-0.1662	-0.1397	-0.0611	0.0032	-0.0545

57	r_d_debit_water_d_d ebit_water	1						
58	r_d_debit_water_d_pr iem	1	-0.1365	-0.1884	-0.1364	-0.0115	-0.0376	-0.0106
59	r_d_debit_water_d_o bvod	1	-0.2878	-0.1907	-0.2942	-0.0647	-0.0594	-0.0644
60	r_d_debit_water_d_w or	1	-0.2670	-0.2627	-0.2643	0.0916	0.1100	0.0962
61	r_d_priem_d_priem	1						
62	r_d_priem_d_obvod	1	-0.0917	-0.0922	-0.0886	-0.0747	-0.1177	-0.0712
63	r_d_priem_d_wor	1	0.0105	-0.0059	0.0122	-0.1002	-0.1612	-0.1025
64	r_d_obvod_d_obvod	1						
65	r_d_obvod_d_wor	1	-0.1367	-0.1874	-0.1340	0.1712	0.1682	0.1741
66	r_npp_npp	2						
67	r_npp_debit_zid	2	-0.1490	-0.1988	-0.1428	-0.0201	-0.1055	-0.0166
68	r_npp_debit_water	2	-0.2046	-0.2014	-0.2023	-0.0166	-0.1154	-0.0136
69	r_npp_priem	2	-0.1042	-0.0574	-0.0940	0.0341	0.0438	0.0400
70	r_npp_obvod	2	-0.2045	-0.1900	-0.2024	0.0356	-0.0867	0.0367
71	r_npp_wor	2	-0.2090	-0.1974	-0.2069	0.0275	-0.0822	0.0289
72	r_npp_d_debit_zid	2	-0.0580	-0.0781	-0.0519	-0.0343	-0.0058	-0.0337
73	r_npp_d_debit_water	2	-0.0991	-0.1342	-0.0943	-0.1786	-0.1646	-0.1765
74	r_npp_d_priem	2	-0.0730	-0.1057	-0.0608	-0.0178	-0.0689	-0.0129
75	r_npp_d_obvod	2	-0.1358	-0.1325	-0.1312	-0.1482	-0.1385	-0.1458
76	r_npp_d_wor	2	-0.0754	-0.0588	-0.0745	-0.0087	0.0196	-0.0063
77	r_debit_zid_debit_zid	2						
78	r_debit_zid_debit_wa ter	2	0.0050	-0.0693	0.0116	-0.1268	-0.1207	-0.1222
79	r_debit_zid_priem	2	-0.1036	-0.1503	-0.0971	-0.0415	0.0017	-0.0376
80	r_debit_zid_obvod	2	-0.0420	-0.0976	-0.0352	-0.1345	-0.1271	-0.1324
81	r_debit_zid_wor	2	-0.0498	-0.1125	-0.0425	-0.1742	-0.1595	-0.1720
82	r_debit_zid_d_debit_ zid	2	-0.0526	-0.1404	-0.0451	0.0932	0.0081	0.0904
83	r_debit_zid_d_debit_ water	2	-0.1232	-0.1949	-0.1178	-0.1426	-0.2060	-0.1424
84	r_debit_zid_d_priem	2	-0.1503	-0.1112	-0.1464	0.0611	0.1166	0.0633
85	r_debit_zid_d_obvod	2	-0.2985	-0.3432	-0.2974	-0.2556	-0.2672	-0.2539
86	r_debit_zid_d_wor	2	-0.3099	-0.3599	-0.3083	-0.1217	-0.0690	-0.1184
87	r_debit_water_debit_ water	2						

88	r_debit_water_priem	2	0.0306	0.0001	0.0392	0.0697	0.0308	0.0737
89	r_debit_water_obvod	2	-0.0442	-0.0157	-0.0446	0.0383	0.0242	0.0342
90	r_debit_water_wor	2	-0.0454	-0.0260	-0.0454	-0.0044	-0.0111	-0.0079
91	r_debit_water_d_debit_zid	2	-0.0131	-0.0655	-0.0057	0.1763	0.1587	0.1758
92	r_debit_water_d_debit_water	2	-0.1648	-0.2267	-0.1602	-0.1551	-0.1651	-0.1574
93	r_debit_water_d_priem	2	-0.0480	0.0077	-0.0460	0.0858	0.0855	0.0885
94	r_debit_water_d_obvod	2	-0.2730	-0.3017	-0.2747	-0.2959	-0.2892	-0.2969
95	r_debit_water_d_wor	2	-0.2952	-0.3152	-0.2974	-0.0343	0.0439	-0.0329
96	r_priem_priem	2						
97	r_priem_obvod	2	0.0727	0.0735	0.0786	0.0383	-0.0265	0.0401
98	r_priem_wor	2	0.0893	0.0824	0.0963	0.0904	0.0016	0.0924
99	r_priem_d_debit_zid	2	0.0715	0.0267	0.0824	-0.2630	-0.2390	-0.2594
100	r_priem_d_debit_water	2	-0.0277	-0.1292	-0.0165	-0.2513	-0.1683	-0.2472
101	r_priem_d_priem	2	0.0134	0.0101	0.0325	-0.0644	-0.1099	-0.0572
102	r_priem_d_obvod	2	-0.1396	-0.2020	-0.1312	-0.1662	-0.0914	-0.1639
103	r_priem_d_wor	2	-0.0633	-0.1471	-0.0527	-0.0966	-0.0808	-0.0953
104	r_obvod_obvod	2						
105	r_obvod_wor	2	0.0720	0.0766	0.0718	-0.0511	-0.0264	-0.0484
106	r_obvod_d_debit_zid	2	0.0359	0.0364	0.0405	0.2567	0.2607	0.2545
107	r_obvod_d_debit_water	2	-0.0573	-0.0683	-0.0547	0.0854	0.1036	0.0814
108	r_obvod_d_priem	2	0.0910	0.1175	0.0940	0.0815	0.0303	0.0814
109	r_obvod_d_obvod	2	-0.0192	-0.0479	-0.0178	-0.1402	-0.1334	-0.1429
110	r_obvod_d_wor	2	-0.0919	-0.0959	-0.0931	0.0823	0.1427	0.0836
111	r_wor_wor	2						
112	r_wor_d_debit_zid	2	0.0276	0.0242	0.0347	0.2321	0.2416	0.2314
113	r_wor_d_debit_water	2	-0.0389	-0.0581	-0.0330	0.0426	0.0763	0.0409
114	r_wor_d_priem	2	0.0982	0.1030	0.1010	0.1035	0.0409	0.1030
115	r_wor_d_obvod	2	-0.0076	-0.0326	-0.0055	-0.1626	-0.1487	-0.1627
116	r_wor_d_wor	2	-0.1012	-0.1298	-0.1006	0.0168	0.0730	0.0169
117	r_d_debit_zid_d_debit_zid	2						
118	r_d_debit_zid_d_debit_water	2	0.0148	-0.0653	0.0232	0.0389	0.0230	0.0436

119	r_d_debit_zid_d_prie m	2	-0.1220	-0.2056	-0.1261	0.0379	0.0573	0.0358
120	r_d_debit_zid_d_obv od	2	-0.2416	-0.2932	-0.2386	-0.0018	0.0323	0.0030
121	r_d_debit_zid_d_wor	2	-0.2273	-0.2649	-0.2204	-0.0684	0.0011	-0.0621
122	r_d_debit_water_d_d ebit_water	2						
123	r_d_debit_water_d_pr iem	2	-0.0920	-0.1775	-0.0938	0.0884	0.0338	0.0861
124	r_d_debit_water_d_o bvod	2	-0.2630	-0.1992	-0.2726	-0.0631	-0.0306	-0.0650
125	r_d_debit_water_d_w or	2	-0.2884	-0.2860	-0.2888	0.0014	0.1082	0.0042
126	r_d_priem_d_priem	2						
127	r_d_priem_d_obvod	2	-0.1190	-0.1047	-0.1141	0.0832	-0.0203	0.0796
128	r_d_priem_d_wor	2	0.0637	0.0097	0.0705	-0.0206	-0.1001	-0.0257
129	r_d_obvod_d_obvod	2						
130	r_d_obvod_d_wor	2	-0.1821	-0.1763	-0.1836	0.1393	0.1859	0.1431
131	r_npp_npp	3						
132	r_npp_debit_zid	3	-0.1062	-0.1543	-0.1028	-0.0405	-0.0395	-0.0373
133	r_npp_debit_water	3	-0.1603	-0.1447	-0.1591	0.0883	0.0292	0.0892
134	r_npp_priem	3	-0.1407	-0.0999	-0.1361	0.0453	0.1490	0.0486
135	r_npp_obvod	3	-0.1556	-0.1391	-0.1550	0.0514	-0.0643	0.0485
136	r_npp_wor	3	-0.1392	-0.1264	-0.1389	0.0495	-0.0604	0.0474
137	r_npp_d_debit_zid	3	-0.0685	-0.1184	-0.0621	0.0742	0.0495	0.0769
138	r_npp_d_debit_water	3	-0.0864	-0.1404	-0.0819	-0.0900	-0.0928	-0.0853
139	r_npp_d_priem	3	-0.1185	-0.1544	-0.1130	0.1129	0.0013	0.1151
140	r_npp_d_obvod	3	-0.1332	-0.1565	-0.1304	-0.1500	-0.1558	-0.1456
141	r_npp_d_wor	3	-0.1035	-0.1203	-0.1017	-0.1107	-0.1058	-0.1084
142	r_debit_zid_debit_zid	3						
143	r_debit_zid_debit_wa ter	3	-0.0012	-0.0968	0.0073	-0.1708	-0.1830	-0.1655
144	r_debit_zid_priem	3	-0.1526	-0.1650	-0.1502	-0.1429	-0.1644	-0.1398
145	r_debit_zid_obvod	3	0.0231	-0.0432	0.0297	-0.1453	-0.1501	-0.1423
146	r_debit_zid_wor	3	-0.0188	-0.0916	-0.0106	-0.1802	-0.1850	-0.1769
147	r_debit_zid_d_debit_ zid	3	-0.0295	-0.0778	-0.0269	0.0531	0.0350	0.0525
148	r_debit_zid_d_debit_ water	3	-0.0209	-0.0818	-0.0204	-0.1263	-0.1318	-0.1241

149	r_debit_zid_d_priem	3	0.0715	0.1217	0.0695	0.0424	0.0735	0.0461
150	r_debit_zid_d_obvod	3	-0.0473	-0.1133	-0.0508	-0.2280	-0.1920	-0.2241
151	r_debit_zid_d_wor	3	-0.1995	-0.2509	-0.2002	-0.0010	0.0350	0.0025
152	r_debit_water_debit_water	3						
153	r_debit_water_priem	3	0.0260	0.0037	0.0298	-0.0106	-0.0258	-0.0084
154	r_debit_water_obvod	3	0.0618	0.1230	0.0558	0.0968	0.1100	0.0933
155	r_debit_water_wor	3	-0.0079	0.0474	-0.0126	0.0429	0.0628	0.0398
156	r_debit_water_d_debit_zid	3	-0.0506	-0.1058	-0.0427	0.1454	0.0810	0.1448
157	r_debit_water_d_debit_water	3	-0.0909	-0.1392	-0.0900	-0.1538	-0.2092	-0.1556
158	r_debit_water_d_priem	3	0.1228	0.1495	0.1193	0.0586	-0.0232	0.0615
159	r_debit_water_d_obvod	3	-0.0306	-0.0747	-0.0370	-0.2945	-0.2800	-0.2935
160	r_debit_water_d_wor	3	-0.2405	-0.2603	-0.2450	0.1320	0.1414	0.1343
161	r_priem_priem	3						
162	r_priem_obvod	3	0.0844	0.0847	0.0876	0.1178	0.1549	0.1171
163	r_priem_wor	3	0.1094	0.1133	0.1132	0.1942	0.2034	0.1936
164	r_priem_d_debit_zid	3	-0.0156	-0.0351	-0.0059	-0.1978	-0.1985	-0.1956
165	r_priem_d_debit_water	3	-0.1631	-0.2231	-0.1536	-0.2072	-0.1317	-0.2042
166	r_priem_d_priem	3	0.0754	0.0975	0.0924	-0.1008	-0.0625	-0.0940
167	r_priem_d_obvod	3	-0.2964	-0.3588	-0.2840	-0.0810	-0.0099	-0.0770
168	r_priem_d_wor	3	-0.1921	-0.2589	-0.1786	0.0527	0.0921	0.0562
169	r_obvod_obvod	3						
170	r_obvod_wor	3	0.0120	0.0186	0.0092	-0.0239	0.0180	-0.0202
171	r_obvod_d_debit_zid	3	-0.1150	-0.1365	-0.1071	0.2323	0.1792	0.2293
172	r_obvod_d_debit_water	3	-0.1268	-0.1516	-0.1218	0.0460	-0.0307	0.0421
173	r_obvod_d_priem	3	0.1890	0.1709	0.1870	0.0015	-0.0985	-0.0001
174	r_obvod_d_obvod	3	0.0657	0.0136	0.0659	-0.2137	-0.2590	-0.2128
175	r_obvod_d_wor	3	-0.1071	-0.1174	-0.1094	0.1533	0.1202	0.1564
176	r_wor_wor	3						
177	r_wor_d_debit_zid	3	-0.1560	-0.1766	-0.1463	0.1794	0.1306	0.1776
178	r_wor_d_debit_water	3	-0.1574	-0.1812	-0.1501	0.0033	-0.0327	0.0009
179	r_wor_d_priem	3	0.2156	0.1758	0.2142	-0.0368	-0.1238	-0.0386
180	r_wor_d_obvod	3	0.0253	-0.0036	0.0247	-0.2347	-0.2485	-0.2327

181	r_wor_d_wor	3	-0.0547	-0.0823	-0.0553	0.0864	0.0273	0.0879
182	r_d_debit_zid_d_debit_zid	3						
183	r_d_debit_zid_d_debit_water	3	0.0019	-0.0931	0.0113	-0.0492	-0.0474	-0.0438
184	r_d_debit_zid_d_priem	3	-0.0952	-0.1386	-0.1017	0.1888	0.2115	0.1860
185	r_d_debit_zid_d_obvod	3	-0.1823	-0.2631	-0.1763	-0.1553	-0.1110	-0.1528
186	r_d_debit_zid_d_wor	3	-0.2051	-0.2567	-0.1979	-0.0786	-0.0448	-0.0738
187	r_d_debit_water_d_debit_water	3						
188	r_d_debit_water_d_priem	3	-0.0747	-0.1469	-0.0792	0.1498	0.1068	0.1477
189	r_d_debit_water_d_obvod	3	-0.1691	-0.1042	-0.1782	-0.0854	-0.0705	-0.0904
190	r_d_debit_water_d_wor	3	-0.2600	-0.2595	-0.2614	0.0917	0.1429	0.0926
191	r_d_priem_d_priem	3						
192	r_d_priem_d_obvod	3	-0.0576	-0.0474	-0.0531	0.0226	-0.0851	0.0187
193	r_d_priem_d_wor	3	0.1279	0.0716	0.1312	-0.0532	-0.1093	-0.0572
194	r_d_obvod_d_obvod	3						
195	r_d_obvod_d_wor	3	-0.1501	-0.1600	-0.1519	0.1698	0.1763	0.1734
196	r_npp_npp	4						
197	r_npp_debit_zid	4	0.0097	-0.0368	0.0106	-0.0252	-0.0505	-0.0207
198	r_npp_debit_water	4	0.0088	0.0389	0.0056	0.1997	0.1600	0.2001
199	r_npp_priem	4	-0.0381	0.0033	-0.0313	-0.0265	0.0900	-0.0224
200	r_npp_obvod	4	-0.1087	-0.0707	-0.1077	0.2189	0.1784	0.2152
201	r_npp_wor	4	-0.1112	-0.0878	-0.1098	0.1939	0.1554	0.1903
202	r_npp_d_debit_zid	4	-0.1823	-0.1674	-0.1795	0.0695	0.0914	0.0688
203	r_npp_d_debit_water	4	-0.2016	-0.2093	-0.2019	-0.1455	-0.1855	-0.1438
204	r_npp_d_priem	4	-0.1226	-0.1473	-0.1234	0.1542	0.0994	0.1543
205	r_npp_d_obvod	4	-0.1119	-0.1102	-0.1188	-0.3014	-0.3123	-0.2992
206	r_npp_d_wor	4	-0.1120	-0.1169	-0.1133	-0.1386	-0.1473	-0.1374
207	r_debit_zid_debit_zid	4						
208	r_debit_zid_debit_water	4	0.0298	-0.0677	0.0381	-0.1428	-0.1583	-0.1376
209	r_debit_zid_priem	4	-0.1545	-0.1868	-0.1540	-0.1688	-0.1444	-0.1647
210	r_debit_zid_obvod	4	0.0626	0.0347	0.0673	-0.1740	-0.2287	-0.1706

211	r_debit_zid_wor	4	0.0453	0.0016	0.0515	-0.1652	-0.1895	-0.1617
212	r_debit_zid_d_debit_zid	4	-0.1255	-0.1745	-0.1271	-0.0389	-0.0611	-0.0379
213	r_debit_zid_d_debit_water	4	-0.1470	-0.2190	-0.1466	-0.0791	-0.0681	-0.0761
214	r_debit_zid_d_priem	4	0.0216	0.0423	0.0205	-0.0714	-0.0022	-0.0686
215	r_debit_zid_d_obvod	4	-0.1998	-0.2815	-0.1990	-0.0996	-0.0725	-0.0968
216	r_debit_zid_d_wor	4	-0.1671	-0.2246	-0.1653	0.0148	0.0557	0.0172
217	r_debit_water_debit_water	4						
218	r_debit_water_priem	4	-0.0051	-0.0139	-0.0025	-0.0562	-0.0335	-0.0529
219	r_debit_water_obvod	4	0.0158	0.1192	0.0096	-0.0175	-0.0717	-0.0212
220	r_debit_water_wor	4	-0.0126	0.0792	-0.0180	0.0087	0.0180	0.0054
221	r_debit_water_d_debit_zid	4	-0.0898	-0.1378	-0.0872	-0.0264	-0.0990	-0.0253
222	r_debit_water_d_debit_water	4	-0.2093	-0.2317	-0.2145	-0.1281	-0.1127	-0.1276
223	r_debit_water_d_priem	4	0.0741	0.0773	0.0719	0.0326	0.0049	0.0338
224	r_debit_water_d_obvod	4	-0.2070	-0.2232	-0.2132	-0.0616	-0.0119	-0.0617
225	r_debit_water_d_wor	4	-0.1863	-0.1985	-0.1894	0.1866	0.1947	0.1878
226	r_priem_priem	4						
227	r_priem_obvod	4	0.1442	0.1409	0.1486	-0.0451	-0.0047	-0.0439
228	r_priem_wor	4	0.1039	0.1137	0.1087	0.1023	0.1083	0.1025
229	r_priem_d_debit_zid	4	-0.0544	-0.0923	-0.0460	-0.0906	-0.0914	-0.0901
230	r_priem_d_debit_water	4	-0.1668	-0.2376	-0.1591	-0.0935	-0.0186	-0.0914
231	r_priem_d_priem	4	0.0516	0.0346	0.0642	-0.0456	-0.1026	-0.0402
232	r_priem_d_obvod	4	-0.2757	-0.3248	-0.2719	-0.0116	0.0494	-0.0081
233	r_priem_d_wor	4	-0.1638	-0.2033	-0.1521	0.0924	0.1353	0.0961
234	r_obvod_obvod	4						
235	r_obvod_wor	4	-0.0364	-0.0366	-0.0400	-0.0386	0.0101	-0.0368
236	r_obvod_d_debit_zid	4	0.0254	0.0303	0.0275	-0.0113	-0.1108	-0.0122
237	r_obvod_d_debit_water	4	-0.0252	-0.0109	-0.0300	-0.0351	-0.0657	-0.0364
238	r_obvod_d_priem	4	0.1874	0.1668	0.1838	0.0688	-0.0014	0.0670
239	r_obvod_d_obvod	4	-0.0085	-0.0043	-0.0183	-0.0725	-0.0139	-0.0708
240	r_obvod_d_wor	4	-0.0951	-0.0980	-0.0995	0.1868	0.1725	0.1898

241	r_wor_wor	4						
242	r_wor_d_debit_zid	4	-0.0608	-0.0674	-0.0556	-0.0167	-0.0853	-0.0162
243	r_wor_d_debit_water	4	-0.0792	-0.0808	-0.0792	-0.0930	-0.1059	-0.0924
244	r_wor_d_priem	4	0.1947	0.1683	0.1929	0.0575	0.0150	0.0552
245	r_wor_d_obvod	4	-0.0561	-0.0380	-0.0652	-0.1666	-0.1296	-0.1638
246	r_wor_d_wor	4	-0.0239	-0.0541	-0.0279	0.0625	0.0135	0.0650
247	r_d_debit_zid_d_debit_zid	4						
248	r_d_debit_zid_d_debit_water	4	0.0254	-0.0661	0.0354	0.0024	-0.0055	0.0077
249	r_d_debit_zid_d_priem	4	-0.0728	-0.1382	-0.0795	0.0787	0.1172	0.0773
250	r_d_debit_zid_d_obvod	4	-0.1036	-0.1218	-0.0962	-0.1128	-0.1114	-0.1118
251	r_d_debit_zid_d_wor	4	-0.0886	-0.1257	-0.0803	-0.0366	0.0048	-0.0324
252	r_d_debit_water_d_debit_water	4						
253	r_d_debit_water_d_priem	4	-0.0928	-0.1757	-0.0983	0.1225	0.2147	0.1216
254	r_d_debit_water_d_obvod	4	-0.1310	-0.0104	-0.1379	-0.0672	-0.0881	-0.0741
255	r_d_debit_water_d_wor	4	-0.1792	-0.1660	-0.1795	0.0737	0.1018	0.0739
256	r_d_priem_d_priem	4						
257	r_d_priem_d_obvod	4	-0.1597	-0.1479	-0.1624	0.0949	0.1492	0.0926
258	r_d_priem_d_wor	4	0.0382	0.0096	0.0405	0.0407	0.0557	0.0387
259	r_d_obvod_d_obvod	4						
260	r_d_obvod_d_wor	4	-0.2124	-0.2130	-0.2157	0.0881	0.0869	0.0917
261	r_npp_npp	5						
262	r_npp_debit_zid	5	0.0779	0.0028	0.0811	0.0231	-0.0114	0.0289
263	r_npp_debit_water	5	0.0699	0.0801	0.0668	0.2221	0.2121	0.2233
264	r_npp_priem	5	-0.0054	0.0315	0.0061	-0.0426	0.0691	-0.0357
265	r_npp_obvod	5	-0.1876	-0.1290	-0.1874	0.2828	0.2749	0.2796
266	r_npp_wor	5	-0.1819	-0.1502	-0.1810	0.2284	0.2191	0.2254
267	r_npp_d_debit_zid	5	-0.1678	-0.1363	-0.1694	0.0003	0.0300	-0.0014
268	r_npp_d_debit_water	5	-0.1541	-0.1517	-0.1550	-0.0524	-0.0766	-0.0515
269	r_npp_d_priem	5	0.0541	0.0276	0.0507	0.0026	-0.0661	0.0001
270	r_npp_d_obvod	5	-0.0940	-0.0842	-0.0987	-0.0994	-0.1013	-0.0980
271	r_npp_d_wor	5	-0.1209	-0.1317	-0.1213	-0.0408	-0.0220	-0.0402

272	r_debit_zid_debit_zid	5						
273	r_debit_zid_debit_wa ter	5	0.0419	-0.0603	0.0512	-0.1155	-0.1313	-0.1103
274	r_debit_zid_priem	5	-0.1568	-0.1847	-0.1515	-0.1827	-0.1534	-0.1769
275	r_debit_zid_obvod	5	-0.0325	-0.0726	-0.0258	-0.1035	-0.1692	-0.0996
276	r_debit_zid_wor	5	-0.0277	-0.0820	-0.0202	-0.0870	-0.1226	-0.0828
277	r_debit_zid_d_debit_ zid	5	-0.0958	-0.1242	-0.0950	0.0343	0.0127	0.0353
278	r_debit_zid_d_debit_ water	5	-0.1271	-0.1755	-0.1268	-0.0952	-0.0935	-0.0914
279	r_debit_zid_d_priem	5	0.1590	0.1575	0.1583	-0.0921	-0.0175	-0.0898
280	r_debit_zid_d_obvod	5	-0.1670	-0.2280	-0.1684	-0.1847	-0.1348	-0.1810
281	r_debit_zid_d_wor	5	-0.1776	-0.2350	-0.1759	-0.1058	-0.0613	-0.1029
282	r_debit_water_debit_ water	5						
283	r_debit_water_priem	5	-0.0261	-0.0200	-0.0186	-0.0821	-0.0605	-0.0763
284	r_debit_water_obvod	5	-0.1519	-0.0554	-0.1566	0.0198	-0.0404	0.0168
285	r_debit_water_wor	5	-0.1418	-0.0574	-0.1464	0.0476	0.0446	0.0447
286	r_debit_water_d_debi t_zid	5	-0.0636	-0.0904	-0.0597	0.0897	0.0468	0.0912
287	r_debit_water_d_debi t_water	5	-0.1390	-0.1387	-0.1432	-0.0370	-0.0517	-0.0352
288	r_debit_water_d_prie m	5	0.2068	<b>0.1951</b>	0.2073	0.0483	0.0331	0.0494
289	r_debit_water_d_obv od	5	-0.1391	-0.1196	-0.1474	-0.0288	-0.0020	-0.0282
290	r_debit_water_d_wor	5	-0.1631	-0.1731	-0.1660	0.1436	0.1179	0.1448
291	r_priem_priem	5						
292	r_priem_obvod	5	0.1287	0.1274	0.1393	-0.1250	-0.0778	-0.1203
293	r_priem_wor	5	0.1039	0.1184	0.1132	0.0267	0.0330	0.0302
294	r_priem_d_debit_zid	5	-0.0289	-0.0232	-0.0250	-0.1315	-0.1255	-0.1313
295	r_priem_d_debit_wat er	5	-0.1124	-0.1379	-0.1084	-0.1233	-0.0214	-0.1216
296	r_priem_d_priem	5	0.0404	0.0361	0.0451	0.0282	-0.0403	0.0291
297	r_priem_d_obvod	5	-0.1901	-0.2205	-0.1881	-0.0507	0.0690	-0.0484
298	r_priem_d_wor	5	-0.1104	-0.1223	-0.1027	0.0574	0.1020	0.0593
299	r_obvod_obvod	5						
300	r_obvod_wor	5	-0.0627	-0.0743	-0.0646	-0.0666	-0.0434	-0.0645
301	r_obvod_d_debit_zid	5	0.0056	0.0095	0.0099	0.1184	0.0645	0.1173

302	r_obvod_d_debit_wat er	5	-0.0500	-0.0433	-0.0529	0.0572	0.0182	0.0565
303	r_obvod_d_priem	5	0.1795	0.1622	0.1773	0.0230	-0.0326	0.0213
304	r_obvod_d_obvod	5	-0.0061	-0.0013	-0.0134	0.0344	0.0412	0.0360
305	r_obvod_d_wor	5	-0.1145	-0.1219	-0.1174	0.1197	0.0780	0.1228
306	r_wor_wor	5						
307	r_wor_d_debit_zid	5	-0.0269	-0.0244	-0.0203	0.1191	0.0711	0.1201
308	r_wor_d_debit_water	5	-0.0614	-0.0653	-0.0603	0.0424	0.0020	0.0440
309	r_wor_d_priem	5	0.1939	0.1714	0.1930	0.0492	0.0207	0.0472
310	r_wor_d_obvod	5	-0.0770	-0.0664	-0.0834	-0.0380	-0.0630	-0.0350
311	r_wor_d_wor	5	-0.0167	-0.0458	-0.0201	-0.0465	-0.1104	-0.0439
312	r_d_debit_zid_d_debi t_zid	5						
313	r_d_debit_zid_d_debi t_water	5	0.0403	-0.0600	0.0518	0.0132	0.0024	0.0186
314	r_d_debit_zid_d_prie m	5	-0.1102	-0.1776	-0.1131	0.0383	0.0772	0.0380
315	r_d_debit_zid_d_obv od	5	-0.1965	-0.2491	-0.1865	-0.0715	-0.0453	-0.0700
316	r_d_debit_zid_d_wor	5	-0.1477	-0.1941	-0.1385	-0.0815	-0.0282	-0.0772
317	r_d_debit_water_d_d ebit_water	5						
318	r_d_debit_water_d_pr iem	5	-0.1370	-0.2359	-0.1378	0.0677	0.1561	0.0688
319	r_d_debit_water_d_o bvod	5	-0.2417	-0.1388	-0.2502	-0.0710	-0.0693	-0.0777
320	r_d_debit_water_d_w or	5	-0.2310	-0.2256	-0.2312	0.0811	0.1268	0.0821
321	r_d_priem_d_priem	5						
322	r_d_priem_d_obvod	5	-0.1907	-0.2159	-0.1862	0.1519	0.1929	0.1522
323	r_d_priem_d_wor	5	0.0363	0.0111	0.0394	0.0652	0.0767	0.0654
324	r_d_obvod_d_obvod	5						
325	r_d_obvod_d_wor	5	-0.2312	-0.2233	-0.2349	0.0869	0.0969	0.0910

Прим: красным цветом выделены статистически значимые значения коэф/ корреляции  $r$  ( $p \leq 0.05$ )

Для класса «ХС» наиболее высокие значения коэффициентов корреляции установлены с величинами, связанными с приемистостью нагнетательных скважин в парах ( $r > 0,175$ ) в коэффициентах  $r\_priem\_obvod$ ,  $r\_debit\_water\_d\_priem$ ,  $r\_priem\_d\_debit\_zid$ ,  $r\_priem\_wor$ ,

$r\_wor\_d\_priem$ , при этом для класса «ПС» данные значения низки или стремятся к нулю.

Таким образом, проведенный анализ коэффициентов корреляции в классах, позволяет утверждать, что взаимосвязи между показателями разработки в парах добывающих и нагнетательных скважин различны. А значения коэффициентов корреляции могут служить основой для классификации пар скважин по степени взаимосвязи.

Для оценки степени взаимосвязи скважин, рассчитывались значения линейной комбинации переменных ( $S$ ) по значениям коэффициентов корреляции между показателями разработки добывающих и нагнетательных скважин:

$$S = k1*r1 + k2*r2 + k3*r3 + \dots + kn*rn$$

где  $k1, k2, k3, \dots, kn$  – угловые коэффициенты принимающие только положительные значения,  $r1, r2, r3, \dots, rn$  – рассматриваемые значений коэффициентов корреляции.

Для выбора оптимальной функции использовались значения  $t$ -критерия Стьюдента в классах «ПС» и «ХС» и коэффициента корреляции  $r$  между  $S$  и  $\lg(rFP)$ .

В ходе вычислений были получены следующие функции  $S$  и  $S\_$ , обладающие наиболее высокими значениями  $t$  и  $r\_S-\lg(rFP)$ . Наиболее высоки значения  $t$  и  $r\_S-\lg(rFP)$  характеризуют период равный 1 году, предшествовавшему трассерным исследованиям.

$$S = 1.226684*r\_priem\_d\_debit\_zid + 0.05351*r\_priem\_d\_wor + 0.787735*r\_obvod\_d\_debit\_zid$$

$$(r\_S-\lg(rFP) = 0.225, p=0.066; t=3.362, p=0.001)$$

По функции  $S$  – наиболее сильная гидродинамическая связь установлена при высоких положительных значениях коэффициента корреляции между приемистостью нагнетательной скважины и производной дебита жидкости, приемистостью нагнетательной скважины и производной ВНФ, обводненностью и производной дебита жидкости.

$$S_{-} = 0.447792 * r_{\_npp\_debit\_water} + 0.991694 * debit\_zid\_d\_debit\_water + 0.47374 * r_{\_debit\_zid\_d\_wor} + 1.228459 * r_{\_priem\_d\_debit\_zid} + 1.832823 * r_{\_wor\_d\_debit\_zid}$$

$$(r_{\_S-lg(rFP)} = 0.011, p=0.932; t=4.917, p<0.05)$$

По функции  $S_{-}$  – наиболее сильные различия в средних значениях для классов «ПС» и «ХС» установлены при высоких положительных значениях коэффициента корреляции между временем и дебитом воды, дебитом жидкости и производной дебита воды, дебитом жидкости и производной ВНФ, приемистостью и производной дебита жидкости, ВНФ и производной дебита жидкости.

Функция  $S$  – обладает максимальным статистически значимым значением  $r_{\_S-lg(rFP)}$ , а  $S_{-}$  – максимальным статистически значимым значением  $t$ -критерия Стьюдента в классах «ПС» и «ХС».

Рассмотрение более длительных временных периодов (2-5 лет) (и использование коэффициентов корреляции для них), приводят к более низким значениям, что связано с более широким временным охватом и значительно большему возможному изменению режимов работы скважин, что значительно перераспределяет фильтрационные потоки.

Гистограммы рассматриваемых значений  $S$  и  $S_{-}$  по классам и корреляционное поле представлены на рисунках 3.34-3.36.

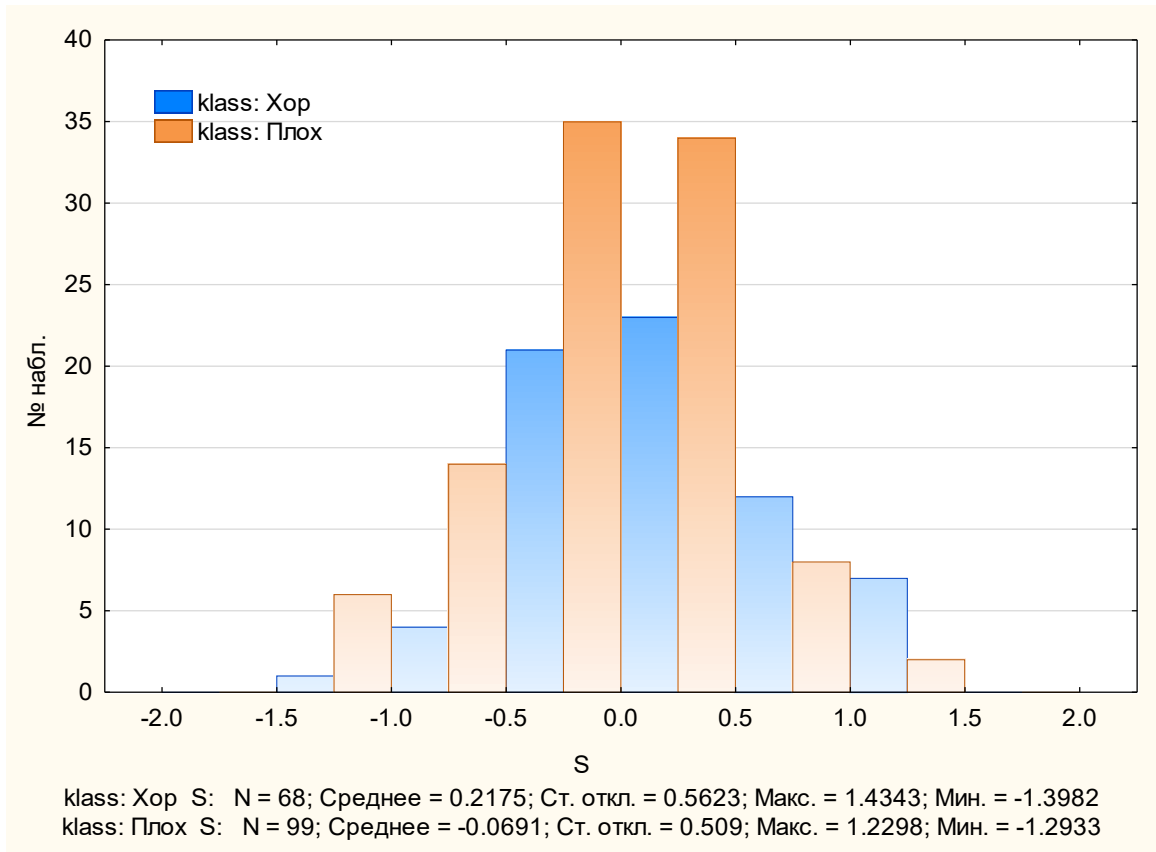


Рис. 3.34 Гистограмма S

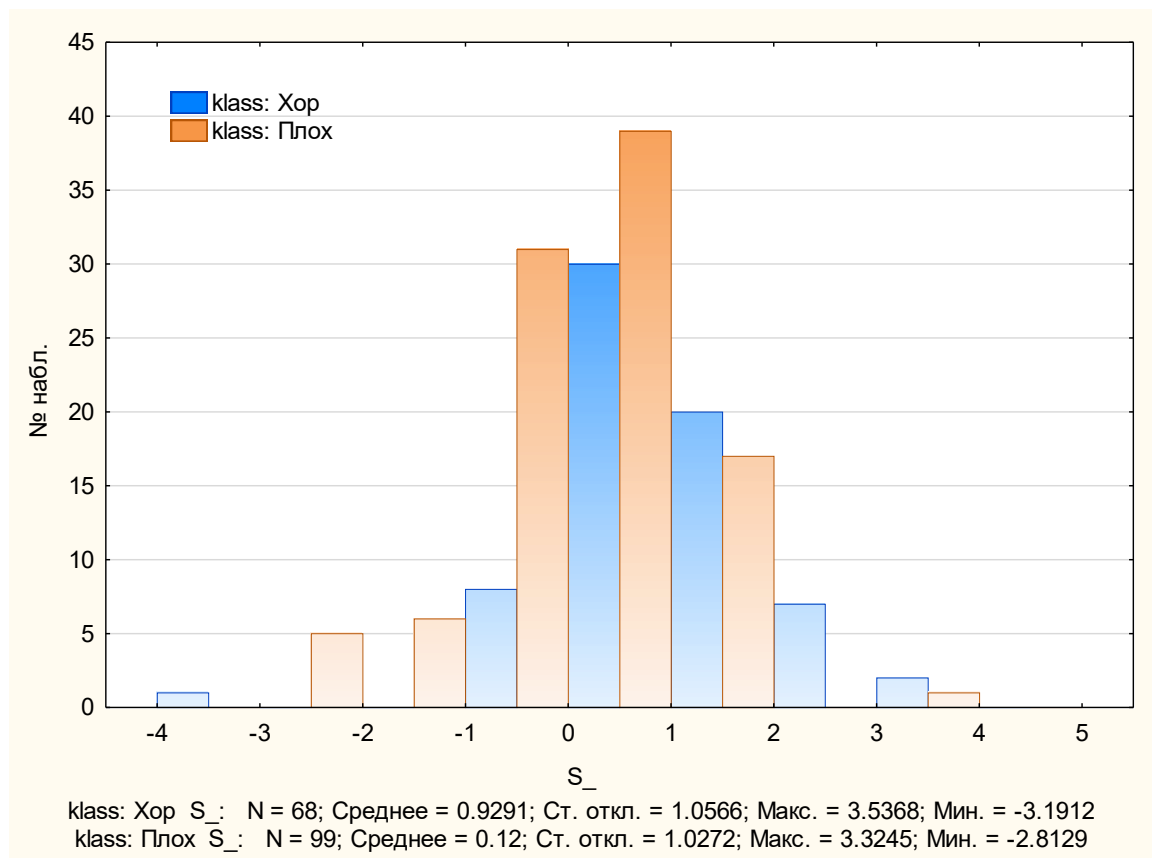


Рис. 3.35 Гистограмма S\_

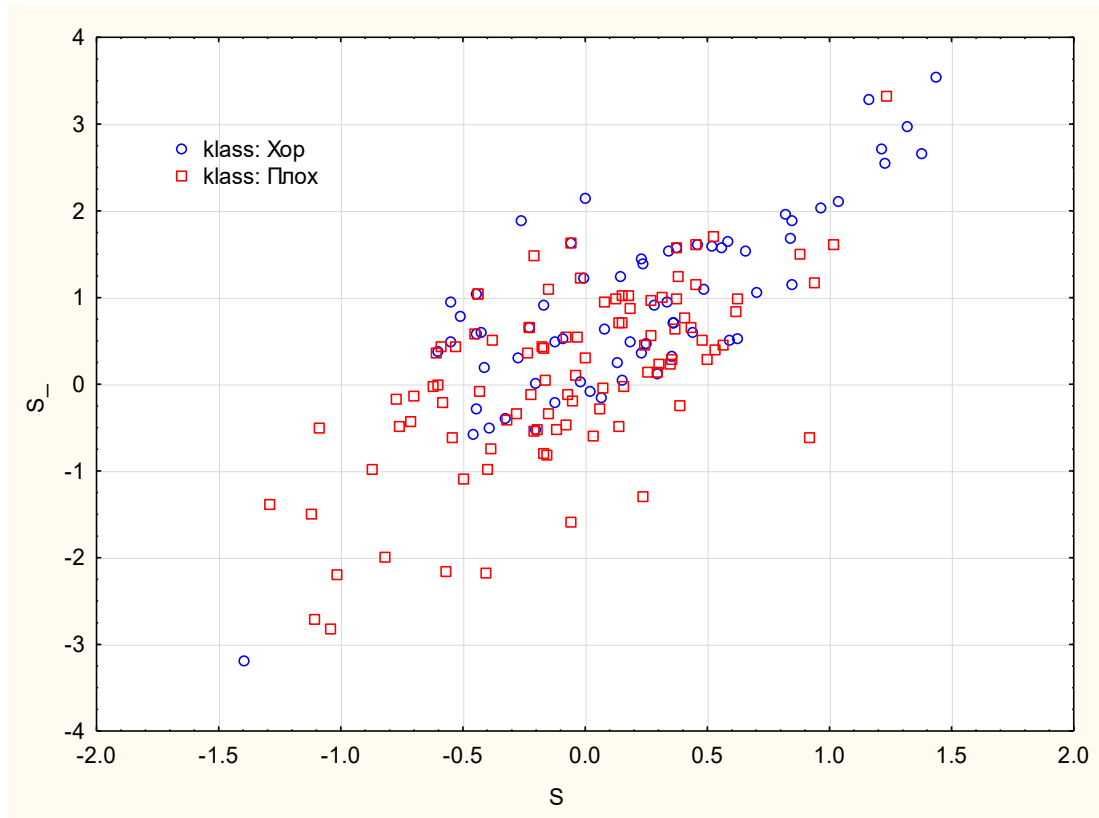


Рис. 3.36 Корреляционное поле S и S<sub>-</sub>

Используя полученные значения S и S<sub>-</sub> при помощи пошагового дискриминантного анализа получена следующая дискриминантная функция Z

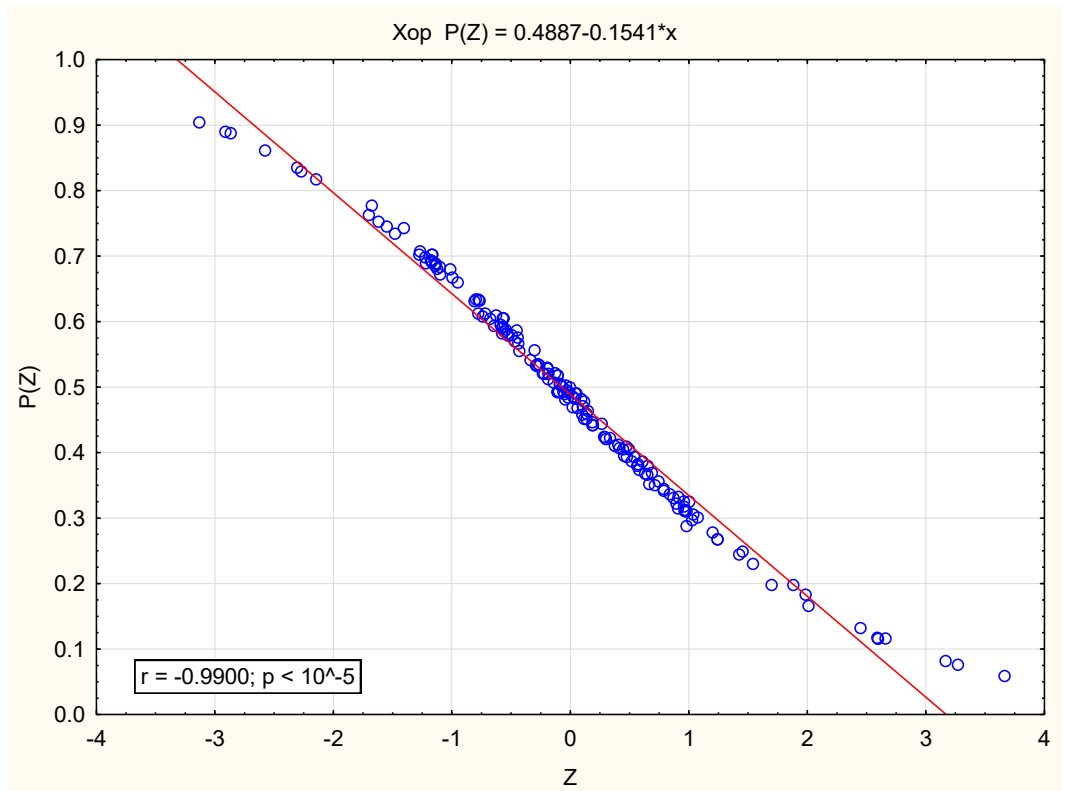
$$Z = 0.439455 - 0.984235 * S_{-} - 0.061324 * S ,$$

Лямбда Уилкса: 0.871, доля верной классификации 67 %

Матрица качества классификации представлена в таблице 3.15. График P(Z) на рисунке 3.37.

Таблица 3.15 Матрица качества классификации

		Прогноз		
		Процент	ХС	ПС
Факт	ХС	42.64706	29	39
	ПС	83.83839	16	83
	Всего	67.06586	45	122

Рис 3.37 Зависимость  $P(Z)$ 

Использование функций  $S$  и  $S_*$ , основанных на коэффициентах парной корреляции между основными показателям разработки, и дискриминантной функции  $Z$  позволяет оценивать вероятность отнесения к классу скважин с хорошей гидродинамической связью. Используя самые общие зависимости в общей форме, без привязки к единицам измерения и привязки к числовому порядку основных показателей разработки.

Для сопоставления результатов двух способов оценки взаимосвязи скважин было построено корреляционное поле между значениями  $Z$  по свойствам пласта и показателям разработки (главы 3.5, 3.6) и значениями  $Z$  по коэффициентам корреляции (глава 3.7) (рис.3.38).

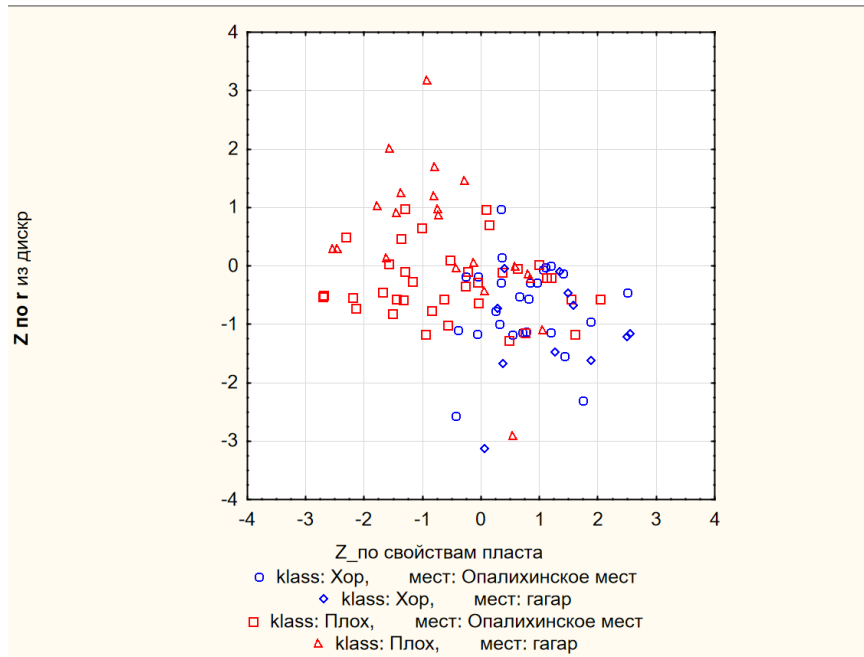


Рис 3.38 Корреляционное поле между значениями  $Z$  по свойствам пласта и показателям разработки и значениями  $Z$  по коэффициентам корреляции

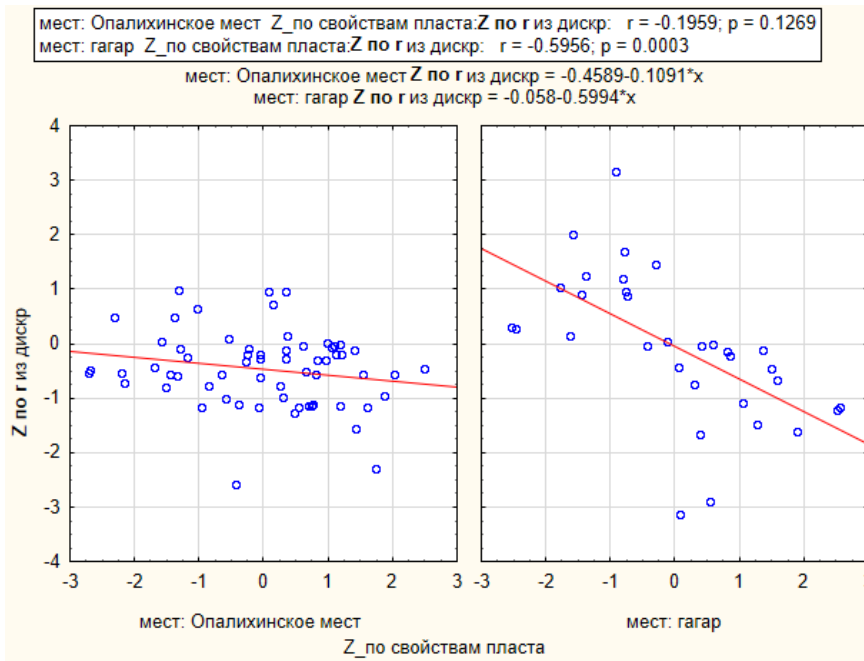


Рис 3.39 Корреляционное поле между значениями  $Z$  по свойствам пласта и показателям разработки и значениями  $Z$  по коэффициентам корреляции (раздельно по месторождениям)

Все значения  $Z$  были приведены к единому виду, таким образом, что парам скважин в группе «ХС» соответствуют положительные значения  $Z$  по свойствам пласта и отрицательные значения  $Z$  по коэффициентам корреляции.

Коэффициент корреляции между значениями  $Z$  составляет  $-0,38$  и является статистически значимым ( $p \leq 0,05$ ), что указывает на сходимость получаемых оценок. На корреляционном поле отчетливо видно группирование классов. Более детальный анализ зависимости значения  $Z$  по месторождениям (рис. 3.39) указывает на более тесную зависимость получаемых оценок для Гагаринского месторождения ( $r = -0,596$ ), по сравнению с Опалихинским ( $r = -0,196$ ). Данный факт можно объяснить существенно различной вязкостью нефти: на Опалихинском месторождении вязкость нефти составляет  $87,1$  мПа\*с, на Гагаринском –  $1,3$  мПа\*с. Таким образом, возможность классификации пар скважин по коэффициентам корреляции между показателями разработки наиболее хорошо работает для маловязких нефтей, а для нефтей с высокой вязкостью разделение по  $Z$  по коэффициентам корреляции происходит слабо.

### **Вывод по главе 3:**

1. Проведенные трассерные исследования показали, что на исследуемых объектах велика доля влияния каналов низкого сопротивления на процесс разработки залежей.
2. В результате анализа данных трассерных исследований были определены геологические параметры и показатели разработки, влияющие на процесс фильтрации между нагнетательной и добывающей скважинами.
3. Для фаменского пласта Гагаринского месторождения и турнейского пласта Опалихинского месторождения были разработаны математические модели прогноза направления фильтрационных потоков.
4. Применение статистической модели, рассчитанной для Опалихинского месторождения, показало высокую прогностическую способность на соседнем поднятии, что говорит о возможности применения моделей для качественной оценки взаимосвязи между скважинами в схожих геологических условиях.
5. Для общей выборки, включающей в себя Гагаринское, Опалихинское и Западно-Чатылькинское месторождения, на основании

коэффициентов корреляции между показателями разработки были рассчитаны модели, позволяющие определить пары скважин с высокой степенью взаимовлияния и низкой степенью влияния нагнетательной скважины на добывающую.

#### **ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА МЕТОДА УЧЕТА ВЗАИМОВЛИЯНИЯ СКВАЖИН ПРИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОМ МОДЕЛИРОВАНИИ**

Геолого-гидродинамические модели являются, на сегодняшний день, основным инструментом прогнозирования процессов разработки нефтяных месторождений. Модели применяются для решения широкого спектра задач: оценка эффективности бурения новых скважин, мониторинг и регулирование разработка, оценка эффективности геолого-технологических мероприятий, долгосрочные прогнозные расчеты [46,59,97,98].

Одним из важных этапов создания корректной геолого-гидродинамической модели является настройка проницаемости [8,93,94]. При построении геологической модели за основу для моделирования куба проницаемости используются петрофизические зависимости от открытой пористости, полученные на основании исследования керн. Однако данные показания проницаемости характеризуют лишь небольшой участок пласта в районе скважины, а также не учитывает трещиноватость, наличие каверн и крупных высокопроницаемых каналов. Для учета процессов фильтрации по системам высокопроводящих каналов создаются модели двойной среды, однако для построения корректной модели необходимо наличие большого количества специальных исследований по определению трещиноватости. Также осложняющим фактором является задача параметра перетока флюида из матрицы в трещину, который, зачастую, настаивается в процессе адаптации и является субъективным.

В процессе настройки и адаптации гидродинамической модели часто используется настройка на результаты ГДИ, которые в большей степени характеризуют межскважинное пространство и позволяют судить о проницаемости на большем участке пласта. Однако настройка проницаемости на результаты ГДИ ограничивается заданием проницаемости вокруг скважины в районе дренирования (100-200 м) и зачастую не позволяет в полной мере модифицировать пространство между скважинами.

Для модификации проницаемости межскважинного пространства и учета направлений фильтрационных потоков были использованы данные пошагового линейного дискриминантного анализа, основанного на результатах трассерных исследований [69]. Итоговые коэффициенты дискриминантной функции позволят учитывать наличие взаимосвязи между нагнетательной скважиной и добывающими скважинами в очаге и степень взаимовлияния.

Для применения методики модификаций значений проницаемости в межскважинном пространстве была использована модель турнейского пласта Опалихинского месторождения. В качестве исходного куба проницаемости был применен куб из геологической модели с рассчитанной проницаемостью на основании ГИС (рис.4.1)

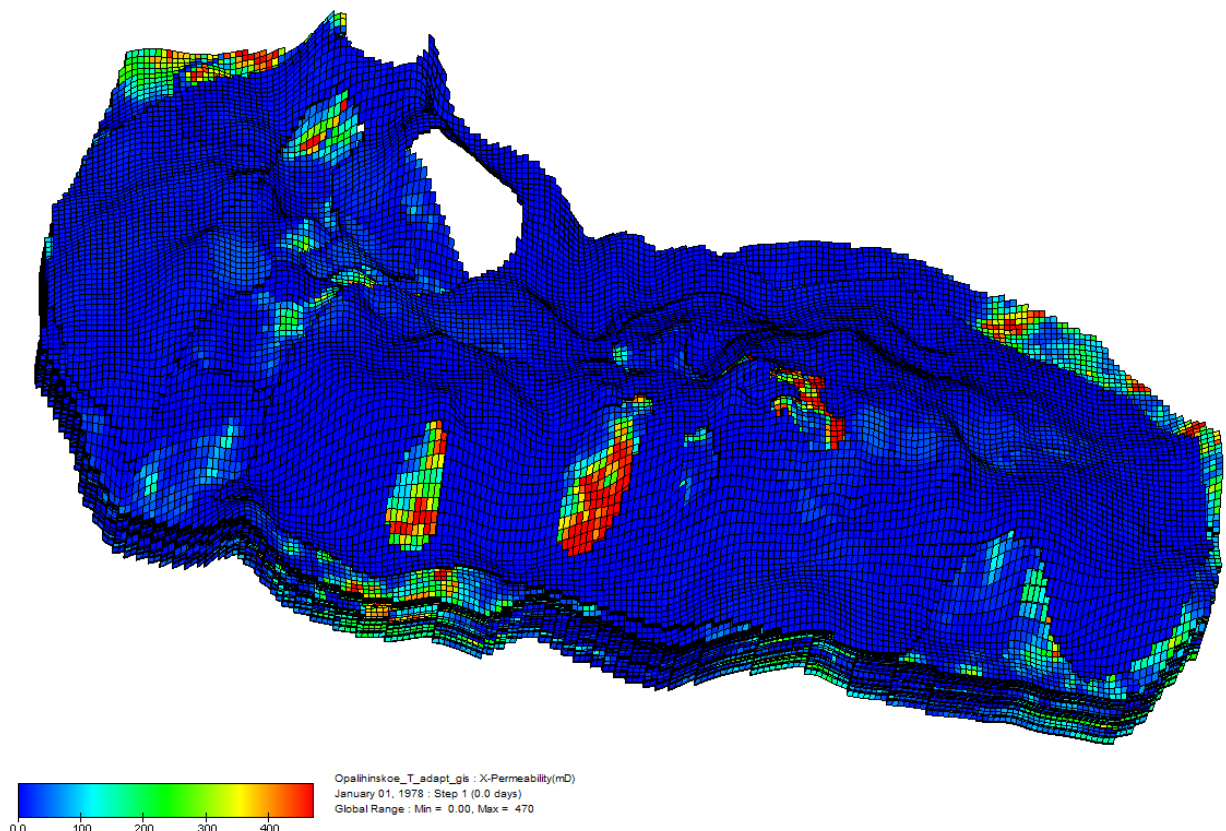


Рис.4.1 Исходный куб проницаемости PERMX турнейского пласта  
Опалихинского месторождения

Для геометризации фильтрационных потоков в межскважинном пространстве были использованы линии тока, от нагнетательной скважины до добывающих скважин, в каждом очаге. Каждой линии тока присваивалось в соответствии значение  $Z$  и  $P(Z)$  по дискриминантной функции. Затем для ячеек, в пределах линий тока, модифицировалось значение коэффициента проницаемости путем использования множителя.

Для перевода значений коэффициентов дискриминантной функции в множитель  $K_{пр}$  была использована вероятностная зависимость  $P(Z)$  от  $Z$ . Поскольку  $P(Z)$  принимает значения от 0 до 1, то производилась модификация кривой  $P(Z)$  к необходимым максимальным и минимальным значениям модифицирующего коэффициента для каждого очага.

Всего было рассмотрено 8 вариантов расчета, где модифицирующий коэффициент возрастал для максимальных  $Z$  на +10%, +20%, +30%, +40%, +50%, +60%, +70%, +80% от исходной проницаемости модели и убывал для минимальных  $Z$  на -10%, -20%, -30%, -40%, -50%, -60%, -70%, -80% соответственно. Исходная зависимость приведена на рисунке 4.2, зависимости значений модифицирующего коэффициента для всех вариантов приведены на рисунке 4.3.

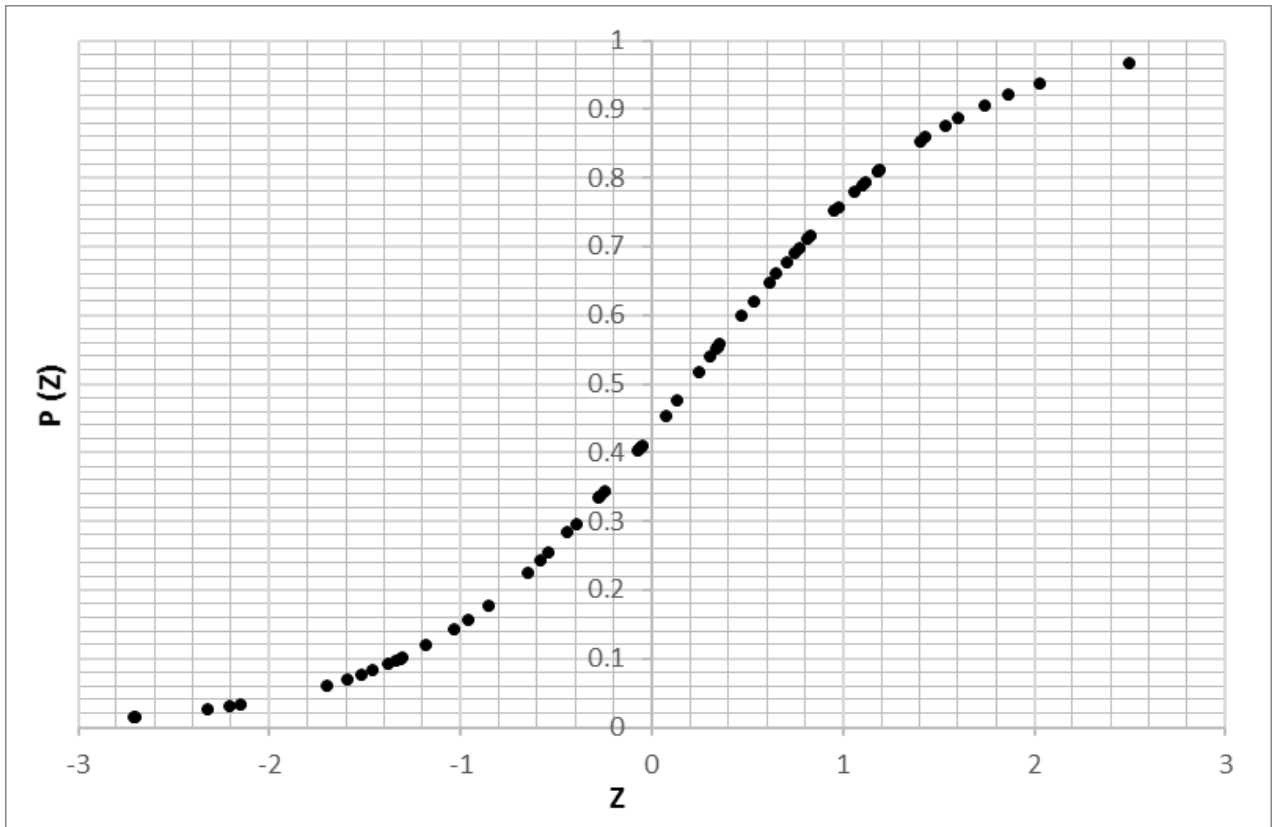
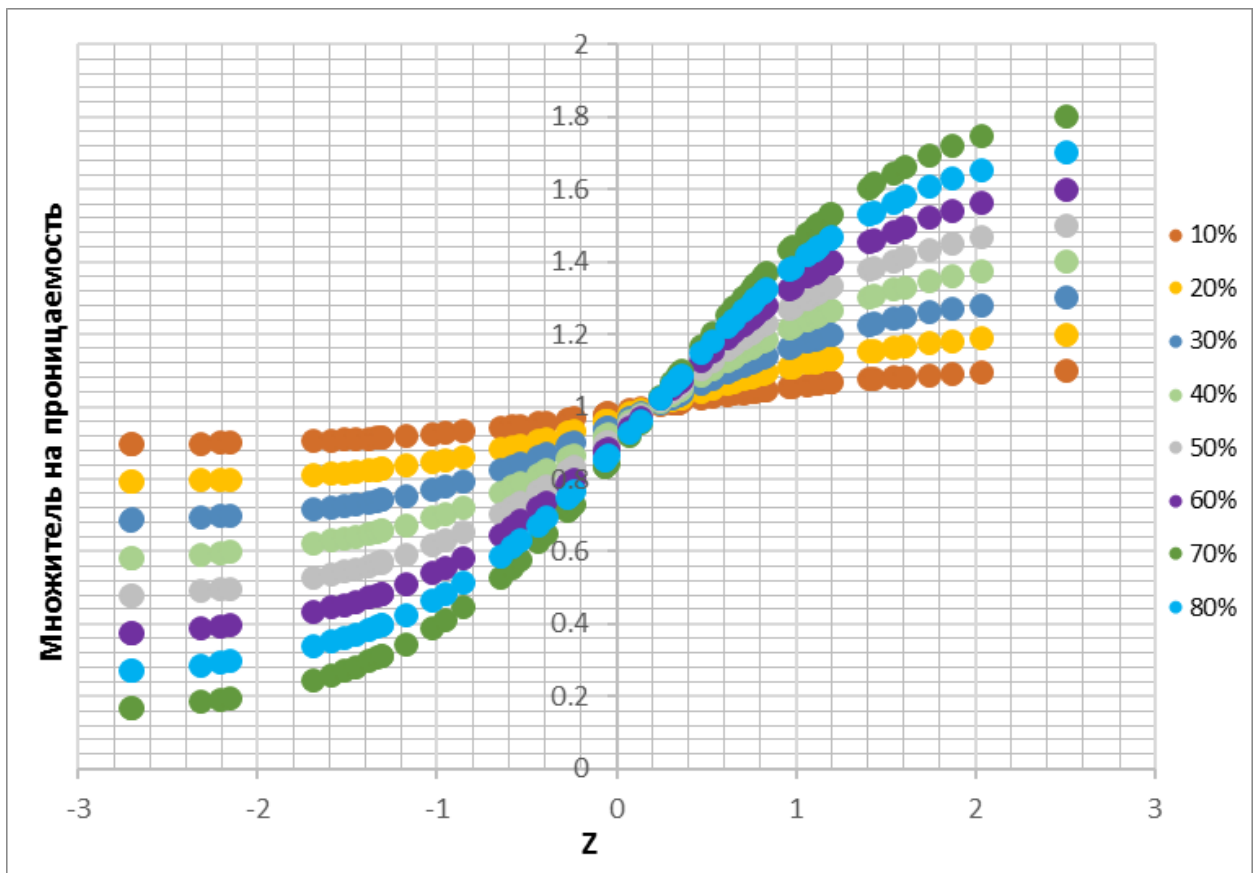
Рис.4.2 Исходная зависимость  $P(Z)$  от  $Z$ 

Рис.4.3 Кривая модифицированных коэффициентов для куба проницаемости

Таким образом значения модифицированных коэффициентов пропорциональны зависимости  $P(Z)$  от  $Z$  и дают возможность задавать различный диапазон изменения значений при моделировании куба  $K_{пр}$ .

Расчет линий токов и модифицирующих коэффициентов осуществлялся для каждого очага и для каждого варианта расчетов. В каждом варианте, после построения линий тока, по каждому очагу определялись модифицирующие коэффициенты для каждого очага. Значения этих кубов по всем рассматриваемым очагам осреднялись с получением куба множителя  $K_{пр}$ . Таким образом для каждой ячейки был рассчитан множитель  $K_{пр}$ , как среднее значение модифицирующих коэффициентов из разных очагов. Полученный куб множителей  $K_{пр}$  был умножен на исходный куб проницаемости, не модифицированный при адаптации, но настроенный на результаты ГДИ.

Для сравнения полученных моделей были построены гистограмма распределения проницаемости для исследуемого сектора в исходной модели (рис.4.4) и гистограммы распределения модифицированных моделей (рис.4.5), также проведено сравнение средних значений коэффициента проницаемости для секторов (табл.4.1).

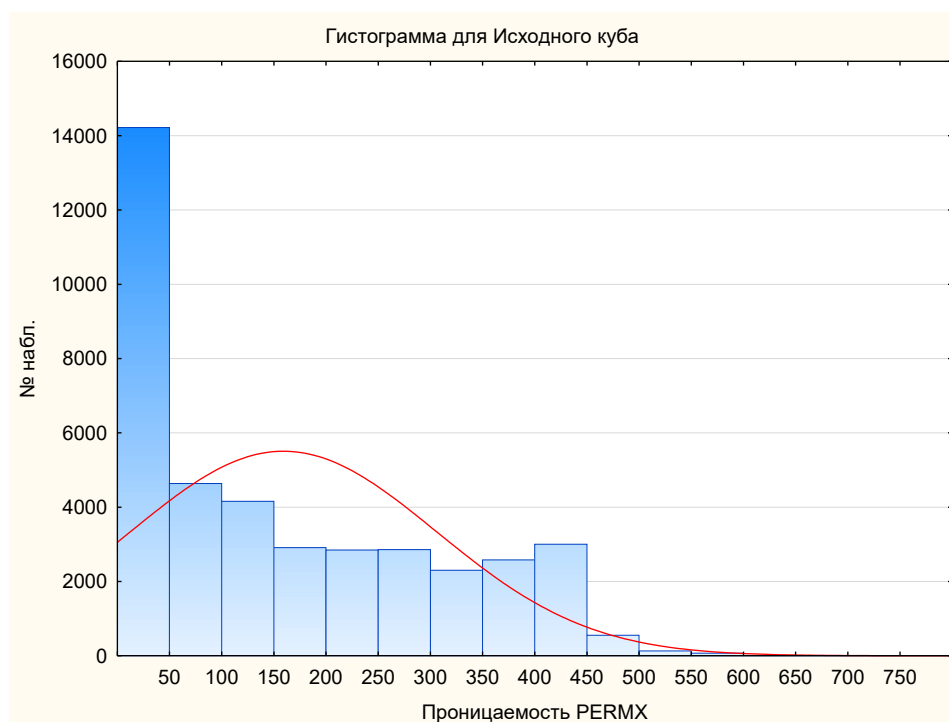


Рис.4.4 Гистограмма распределения проницаемости исходного куба

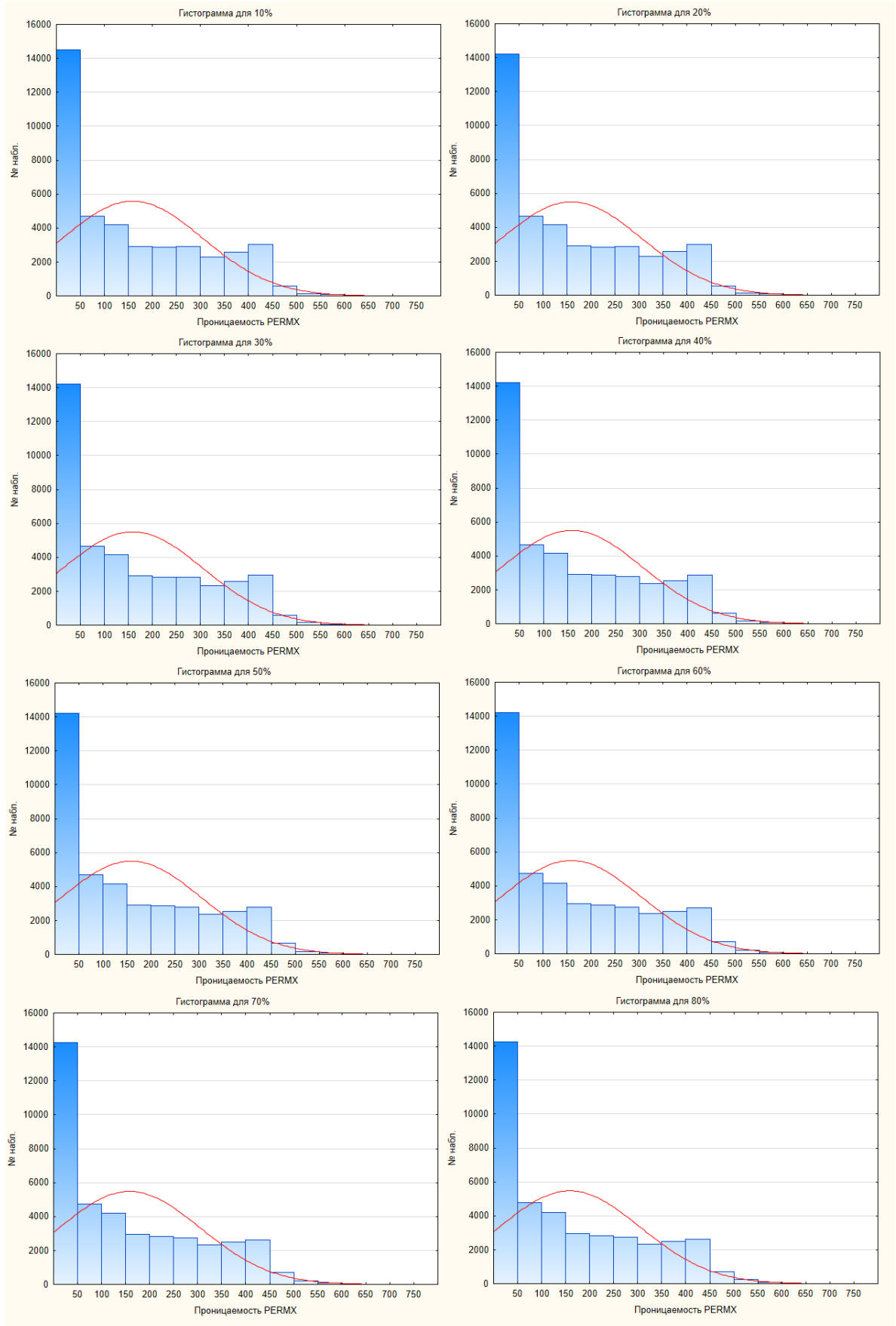


Рис.4.5 Гистограммы распределения проницаемости для модифицированных кубов PERMX

Таблица 4.1 Сравнение средних значений Кпр

	Исходный куб	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%
Среднее значение Кпр, ( $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup> )	158.43	158.6	158.5	158.3	158.2	157.9	157.8	157.7	157.5

По полученным данным можно отметить, что модификационные коэффициенты  $\pm 10\%$  и  $\pm 20\%$  увеличивают коэффициент проницаемости по сектору, относительно исходной модели. Последующее увеличение граничных значений модификационных коэффициентов снижает средний показатель проницаемости. В целом среднее значение коэффициента проницаемости изменяется незначительно, что позволяет использовать данную методику при настройке модели.

Для оценки эффективности предложенного метода уточнения проницаемости в модели был проведен анализ результатов воспроизведения истории разработки на геолого-технологической модели пласта, созданной стандартным способом согласно действующим регламентам и с учетом взаимовлияния скважин. В рамках работы был выбран сегмент модели, включающий в себя нагнетательные и добывающие скважины, участвующие в трассерных исследованиях. Воспроизведение истории осуществлено одноитерационно без дополнительной детальной поскважинной настройки. Результаты настройки модели с различными модифицирующими коэффициентами на Кпр представлены на рисунке 4.6.

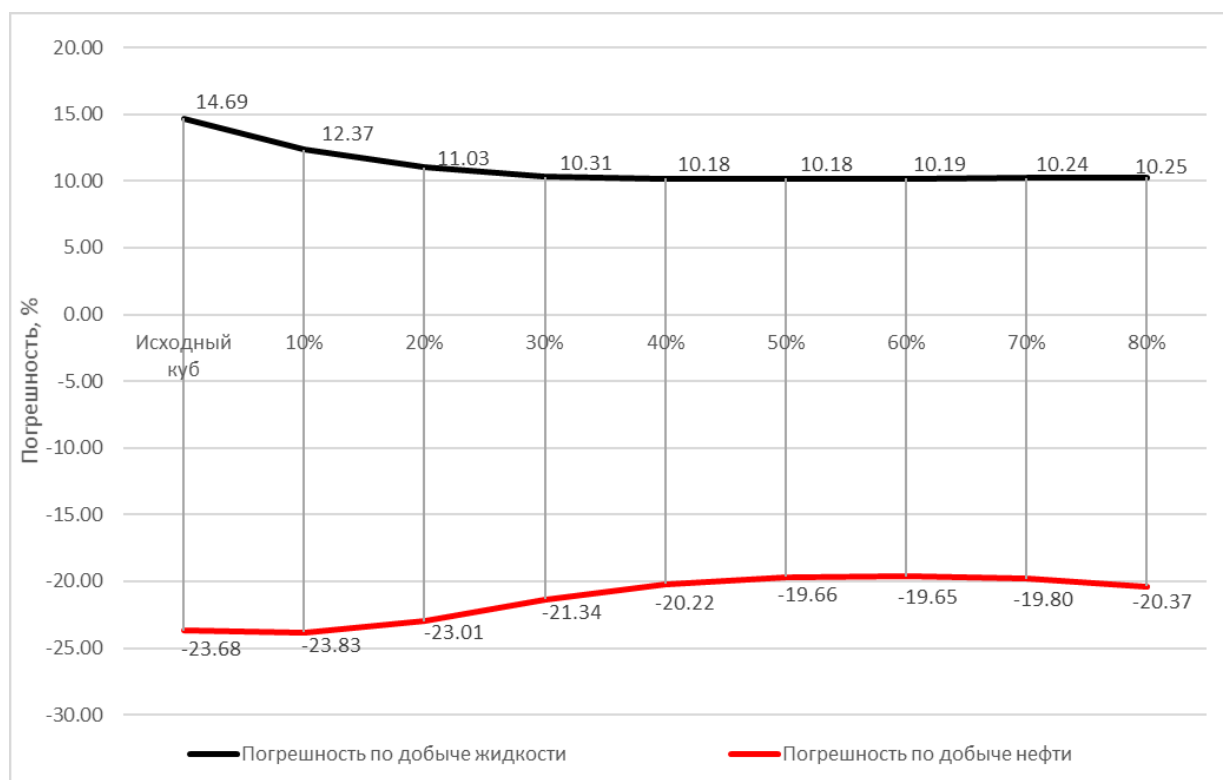


Рис.4.6 Сравнение показателей погрешности ГДМ с различным коэффициентом модификации Кпр

Таким образом, более приближенные показатели к фактическим данным и меньшую суммарную погрешность по показателям добычи жидкости и нефти показала гидродинамическая модель с изменением коэффициента проницаемости на  $\pm 50\%$ . Сравнение результатов ее применения в рамках выбранного сегмента с исходной моделью приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2. Сравнение результатов воспроизведения истории разработки

Метод создания гидродинамической модели	Показатель	Факт	Расчет	Погрешность, %
Исходный куб проницаемости	Накопленная жидкости, тыс.м <sup>3</sup>	1568.2	1337.7	14.7
Модифицированный куб проницаемости			1408.2	10.2

(±50%)				
Исходный куб проницаемости	Накопленная добыча нефти, тыс.т	687.8	850.8	-23.7
Модифицированный куб проницаемости (±50%)			823.3	-19.7

В качестве примера рассмотрим изменение параметров работы скважины №438 в гидродинамической модели. На рисунке 4.7 можно отметить, что в 2006 году по модифицированной модели ГДМ2 наблюдается небольшое отклонение по добыче жидкости, как и в исходной модели ГДМ1. В 2020 году ГДМ2 показывает лучшую сходимость с фактическими данными добычи жидкости, по сравнению с ГДМ1. Показатель обводненности по ГДМ2 приблизился к фактической динамике.



Рис.4.7 Сравнение показателей работы скважины 438 Опалихинского месторождения

Таблица 4.3 Сравнение результатов воспроизведения истории разработки скважины 438 Опалихинского месторождения

Метод создания гидродинамической модели	Показатель	Факт	Расчет	Погрешность, %
Исходный куб проницаемости (ГДМ1)	Накопленная жидкости, тыс.м <sup>3</sup>	98.66	97.15	1.54
Модифицированный куб проницаемости (±50%) (ГДМ2)			97.31	1.37
Исходный куб проницаемости (ГДМ1)	Накопленная добыча нефти, тыс.т	58.42	45.28	22.49
Модифицированный куб проницаемости (±50%) (ГДМ2)			56.49	3.30

Таким образом использование модифицированного куба проницаемости с учетом направлений фильтрационных потоков позволило с более высокой точностью воспроизвести фактические технологические показатели разработки. Данная геолого-гидродинамическая модель может быть использована в дальнейшем в качестве основы для детальной поскважинной настройки.

#### Выводы по главе 4

1. Данные петрофизической зависимости проницаемости от открытой пористости, используемой в геологической модели, позволяют учитывать значение проницаемости на небольшом участке пласта, охваченного керном.

2. Настройка проницаемости на результаты ГДИ позволяет учитывать проницаемость в околоскважинном пространстве, однако модификация применяется на расстоянии 100-200 метров от ствола исследуемой скважины.

3. Для модификации межскважинного пространства Опалихинского месторождения было использовано полученное в результате исследования дискриминантное уравнение.

4. Из рассмотренных 8 вариантов расчёта, наиболее приближенным к фактическим значениям стал расчет с изменением проницаемости на  $\pm 50\%$ .

5. Данный расчет имеет меньшую погрешность по добыче нефти и жидкости, по сравнению с исходным вариантом и может быть использован для дальнейшей настройки модели.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для проведения исследования были выбраны несколько объектов: фаменский пласт Гагаринского месторождения, турнейский пласт Опалихинского месторождения (Опалихинского и Западно-Опалихинского поднятий) и верхнеюрские отложения Западно-Чатылькинского месторождения. Два объекта исследования (турнейский и фаменские пласты) являются карбонатными коллекторами со сложным строением пустотного пространства, геологической неоднородностью, высокой расчлененностью. Для объектов Пермского края объектов было доказано наличие трещиноватости и при помощи модели Уоррена-Рута рассчитаны параметры трещин. На исследуемых объектах были проведены трассерные исследования, которые позволили определить наличие взаимосвязи между нагнетательными и добывающими скважинами, а также характеристики высокопроницаемых каналов.

После анализа результатов трассерных исследований было выявлено, что высокопроницаемые каналы имеют большую степень влияние на процесс разработки в исследуемых пластах. Были определены пары скважин, имеющих взаимосвязь друг с другом, для которых были определены основные параметры высокопроницаемых каналов.

Для определения факторов, играющих ключевую роль в распределении фильтрационных потоков закачиваемой воды от нагнетательной скважины к добывающим скважинам в очагах, были использованы методы статистического анализа. С помощью многомерного регрессионного анализа и пошагового линейного дискриминантного анализа были определены параметры, влияющие на распределение закачиваемой воды. Для фаменского объекта Гагаринского месторождения такими параметрами стали: дебит жидкости, параметры доли трещиноватости (емкость трещин) и проницаемости пласта. Для турнейского объекта Опалихинского месторождения – обводненность, забойное давление добывающей скважины, накопленная добыча нефти, разность параметра доли трещиноватости между

нагнетательной и добывающей скважиной, а также градиент коэффициента пористости. Математическая модель Опалихинского месторождения была использована в качестве обучающей выборки для проверочной выборки западного поднятия и показала хорошую прогностическую способность полученной модели прогноза взаимосвязи скважин. Таким образом было установлено, что применяемый подход может быть применен для прогноза распределения фильтрационных потоков в залежи.

Для разработки обобщенной модели прогноза гидродинамической связи между скважинами был использован коэффициент корреляции Пирсона между основными показателями разработки. Корреляционный анализ был проведен по 3 месторождениям, включающим 167 пар скважин. В результате анализа были получены функции  $S$ ,  $S_{-}$  и дискриминантная функция  $Z$ , позволяющие проводить разделение пар скважин на разные классы, используя общие показатели разработки.

С помощью полученной математической модели распределения фильтрационных потоков турнейского пласта Опалихинского месторождения был построен модифицированный куб проницаемости. В результате расчета 8 вариантов распределений коэффициентов относительно  $Z$ , наименьшую погрешность относительно добычи нефти и жидкости были получены при применении коэффициента  $\pm 50\%$ . Данная модель позволяет учитывать данные исследований взаимосвязи скважин и может использоваться для дальнейшей настройки.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Aguilera R. Analysis of naturally fractured reservoirs from conventional well logs // *Journal of Petroleum Technology*. - July 1976. - №7. - V. 28. - P. 764-775.
2. Aguilera R., Van Poolen K. How to evaluate naturally fractured reservoirs from various well logs // *Oil and Gas Journal*. - Jan 1979. - P. 56-57.
3. Brigham W.E., Maghsood Abbaszadeh-Dehghani. Tracer Testing for Reservoir Description // *Journal of Petroleum Technology*. - 1987. - V. 39. - № 5. - P. 519-527.
4. C.H. Arns Pore-scale characterization of carbonates using X-ray microtomography / C.H. Arns [and etc.] // *Society of Petroleum Engineers Journal*. – 2005. – Vol. 10, № 4. – P. 475–484
5. Chan K.S. Water control diagnostic plots. Paper SPE 30755 // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 22–25 October, Dallas, Texas, 1995. – P. 755–763. DOI: 10.2118/30775-MS
6. Cuo Guan, Wenrui Hu, Yiqiang Li, Ruicheng Ma, Zilin Ma. Prediction of oil-water relative permeability with a fractal method in ultra-high water cut stage / *International Journal of Heat and Mass Transfer* – 2019. – 130. – P. 1045–1052.
7. Dat Thanh Tran, Moncef Gabbouj, Alexandros Iosifidis. Multilinear class-specific discriminant analysis // *Pattern Recognition Letters*. – 2017. – Vol 100. – P. 131–136. DOI: 10.1016/j.patrec.2017.10.027
8. Davis J.C. *Statistics and Data Analysis in Geology*, 3Rd Edition. — John Wiley & Sons, 2002.
9. F. Bouchaala Scattering and intrinsic attenuation as a potential tool for studying of a fractured reservoir / F. Bouchaala, M.Y. Ali, J. Matsushima et. al. // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. - 2019. - V. 174. - P. 533-543.
10. Fisher R.A. The precision of discriminant functions // *Annals of Eugenics*. – 1940. – 10. – P. 422–429.

11. Friedman J. Regularized discriminant analysis. *Journal of the American Statistical Association*, 1989, 84, pp.165-175.
12. God Egbe, Dulu Appah Water coning diagnosis using special analysis // 29th Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 1–3 August, Abuja, Nigeria, 2005. DOI: 10.2118/98816-MS
13. Haiyan Zhu, Jiadong Shen, Fengshou Zhang. A fracture conductivity model for channel fracturing and its implementation with Discrete Element Method // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. - 2019. - V. 172. - P. 149-161.
14. Kaufman M.G. Statistical issues in the assessment of undiscovered oil and gas resources. – MITCEEPR. – 1992. – 30 p.
15. M.Abbaszadeh-Dehghani, W.E.Brigham. Analysis of well-to-well tracer flow to determine reservoir layering. *JPT*, 1984, № 10, pp 1753-1762.
16. Martinez N.R. Advances in analysis of pressure interference tests / N.R. Martinez, F.V. Samaniego // *Journal of Canadian petroleum technology*. – 2010. – Vol. 49, № 12. – P. 65–70
17. Ping Yue Application of water injection curves for the dynamic analysis of fractured-vuggy carbonate reservoirs / Ping Yue, Zhiwei Xie, Haohan Liu and at. / *Journal of Petroleum Science and Engineering*. -Volume 169. - October 2018. – P. 220-229
18. Pirson S. How to map fracture development from well logs // *World Oil*. - March 1967. - P. 106-114.
19. Ronghui Fang Molecular tracers for filling pathways in oil reservoir / Ronghui Fang and at.// *Journal of Petroleum Science and Engineering*. - Volume 159. -November 2017. - P. 451-460.
20. Shchipanov, A.A., A new approach to deformable fractured reservoir characterization: case study of the Ekofisk field // A.A. Shchipanov, L. Kollbotn, L.M. Murguchev, K.O. Thomas. - Barcelona, 2010. - 995-1010 c.

21. Shen R., Lei X., Guo H.K., Zhou H.T., Zhang Q., Li H.B. The influence of pore structure on water flow in rocks from the Beibu Gulf oil field in China, SOCAR Proceedings, 2017, no. 3, pp. 32–38.
22. Wang Y, Liu Y, Deng Q (2014) Development status and countermeasures of ultra-high water cut period of continental sandstone oil field in China. *J Northeast Pet Univ* 38(1):1–9
23. Warren J.E. and Root P.J., 1963. The behavior of naturally fractured reservoirs. *Soc. Petrol. Eng. J.*, P.245-255.
24. Xin Qi Sparse regression by projection and sparse discriminant analysis / Xin Qi, R. Luo, R.J. Carroll, Hongyu Zhao // *Journal of Computational and Graphical Statistics*. – 2015. – 24(2). – P. 416–438.
25. Xinmin Song. Optimum development options and strategies for water injection development of carbonate reservoirs in the Middle East / Xinmin Song, Yong Li // *Petroleum Exploration and Development*. - Volume 45, Issue 4. - August 2018. – P.723-734
26. Xu P., Brock G., Parrish R. Modified linear discriminant analysis approaches for classification of highdimensional microarray data // *Computational Statistics and Data Analysis*. – 2009. – 53. – P. 1674–1687.
27. Yang Li. Fluid flow law in fracture-vug carbonate reservoir. *Development Theories and Methods of Fracture-Vug Carbonate Reservoirs*, 2017, pp. 283–351. DOI: 10.1016/B978-0-12-813246-3.00004-7.
28. Zambrano M., Tondi E., Mancini L., Lanzafame G., Trias F.X., Arzilli F., Materazzi M., Torrieri S. Fluid flow simulation and permeability computation in deformed porous carbonate grainstones. *Advances in Water Resources*, 2018, vol. 115, pp. 95–111. DOI: 10.1016/j.advwatres.2018.02.016.
29. Zheng Songqing Controlling factors of remaining oil distribution after waterflooding and enhanced oil recovery methods for fracture-cavity carbonate reservoirs in Tahe Oilfield / Zheng Songqing, Yang Min, Kang Zhijiang [et al.] // *Petroleum Exploration and Development*. - 2019. - № 46(4). - Pp. 786-795.

30. Абрамов Т. А. Определение непроницаемых барьеров по результатам гидропрослушивания / Т. А. Абрамов, Д. Э. Исламов, М. Л. Карнаухов // Нефтепромысловое дело. - 2013. - № 12. - С. 36-41.

31. Андреев В.Е. Повышение продуктивности скважин, эксплуатирующих карбонатные коллекторы / Андреев В.Е., Чижов А.П., Чибисов А.В., Иванов Д.В. // Сборник материалов Международной научно-практической конференции "Инновационные технологии в нефтегазовом комплексе". Уфа, 2014. С. 22-26.

32. Ахметов Р.Т. Разделение карбонатных коллекторов по типу пустотного пространства / Р.Т. Ахметов, А.В. Андреев, В.Ш. Мухаметшин // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2016: сборник трудов международной научно-технической конференции, посвященной 60-летию филиала: в 2-х т. / отв. ред. В.Ш. Мухаметшин. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. Т. 1. С. 92- 99.

33. Базылев, А. П. Гидропрослушивание и трассирование фильтрационных потоков в комплексе гидродинамических исследований неоднородных коллекторов / А. П. Базылев // Каротажник. - 2010. - № 4 (193). - С. 64-72.

34. Бакиров А.А., Бордовская М.В., Ермолкин В.И. и др. Геология и геохимия нефти и газа: учебник для студентов вузов по специальности "Геология нефти и газа". - М. : Недра, 1993. - 288 с.

35. Быков, В.Н. Геологопромысловая характеристика трещинных систем / В.Н. Быков, Г.А. Звягин // Нефтегазовая геология и геофизика. - 1979. - № 3. - С. 17-21.

36. Вишнякова А.В., Ивонтьева К.Н., Кабо В.Я. Результаты трассерных исследований межскважинного пространства// Нефтепромысловое дело. -М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2009. -№ 11. -С. 31-37.

37. Вороненко Е.С., Мугатабарова А.А. Анализ данных показателей вытеснения нефти водой карбонатных пород с различными фильтрационными свойствами // Булатовские чтения: материалы I

Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. - Краснодар: ООО "Издательский Дом - Юг", 2017. - Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. - С. 61-64.

38. Выжигин, Г.Б. Распространение трещиноватых зон и влияние их на условия разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах / Г.Б. Выжигин, И.И. Ханин // Нефтяное хозяйство. - 1973. - № 2. - С. 18-23.

39. Галкин В.И., Пономарева И.Н., Черепанов С.С. Разработка методики оценки возможностей выделения типов коллекторов по данным кривых восстановления давления по геологопромысловым характеристикам пласта // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 17. – С. 32–40. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.17.4.

40. Галкин В.И., Силайчева В.А. Разработка статистической модели прогноза коэффициента проницаемости по совокупности геологических и технологических показателей // Нефтепромысловое дело. 2013. №9. С. 10-12.

41. Галкин С.В., Поплаухина Т.Б., Распопов А.В., Хижняк Г.П. Оценка коэффициентов извлечения нефти для месторождений Пермского края на основе статистических моделей // Нефтяное хозяйство. М., 2009. №4, с.38-39.

42. Галкин, В. И. Изучение фильтрационно-емкостных свойств трещиновато-поровых коллекторов турнейско-фаменских объектов месторождений Соликамской депрессии / В.И. Галкин, И. Н. Пономарева // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 11. – С. 88-91.

43. Галкин, В.И. Исследование процесса нефтеизвлечения в коллекторах различного типа пустотности с использованием многомерного статистического анализа / В. И. Галкин, И. Н. Пономарева, В. А. Репина / Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15. – № 19. – С. 145-154.

44. Гильманов Л. А. Применение трассерных исследований и "камерального" гидропрослушивания для уточнения геологического и тектонического строения месторождений / Л. А. Гильманов // В сборнике: Geonature 2018 Сборник научных трудов Международной научнопрактической конференции при поддержке международных организаций EAGE, SEG, AAPG. – 2018. – С. 23-28.

45. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 309 с

46. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа / учебное пособие, Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.

47. Гладков Е.А. Особенности разработки трещиновато-кавернозных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. - 2011. - № 8. - С. 36-38.

48. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие для вузов. — 10-е издание, стереотипное. — Москва: Высшая школа, 2004. — 479 с.

49. Грачев С.И., Кривова Н.Р., Сорокин А.В. Применение индикаторных (трассерных) исследований на многопластовых месторождениях / Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2008. - № 5 - С. 13-15.

50. Дементьев Л.Ф. Системные исследования в нефтегазопромысловый геологии: учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1988. – 204 с.

51. Дубинский Г.С. Геологические особенности залежей с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов и их влияние на выбор технологии освоения запасов // Геология. Известия Отделения наук о Земле и природных ресурсов Академии наук Республики Башкортостан. № 21. 2015. С. 70-75.

52. Ефимова Н.П. Применимость результатов трассерных исследований для моделирования процессов разработки нефтяных месторождений / Ефимова Н.П., Пономарев А.К., Штейнберг Ю.М., Солопов Д.В. // Труды научно-исследовательского института системных исследований российской академии наук. – 2018. - №6. – С. 41-51.

53. Закиров С. Н. Особенности само- и гидропрослушивания скважин в линзовидных коллекторах / С. Н. Закиров, А. А. Контарев // Газовая промышленность. – 2010. – № 8 (649). – С. 52-54.

54. Имитационное гидропрослушивание и новые возможности метода трассерных исследований / А. В. Шацкий, В. В. Колесов, Д. А. Шацкий и др. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2005. - № 8. - С. 50-58.

55. Ингибиторная защита установок электроцентробежных насосов в условиях, осложненных отложениями солей и коррозией / Д. И. Шишляников, В. Ю. Зверев, Я. С. Лигинькова // Известия высших учебных заведений. Горный журнал. - 2018. - № 1. - С. 90-98., DOI: 10.21440/0536-1028-2018-1-90-98.

56. Интерпретация результатов трассерных исследований для оценки эффективности технологии выравнивания профилей приемистости / В. А. Коротенко, С. И. Грачев, Т. К. Апасов // Экспозиция Нефть Газ. - 2019. - № 6 (73). – С. 40-44.

57. Каган Е.С., Морозова И.С. Изучение факторов оптимизации познавательной деятельности студентов с помощью методов кластерного и дискриминантного анализ // Сибирская психология сегодня. – Кемерово: Кузбассвузиздат, 2002. – С. 36–41.

58. Калмыков А. В. Применение гидропрослушивания методом ФВД для определения гидродинамических параметров пласта / А. В. Калмыков, В. П. Метелев, В. В. Терентьев // Каротажник. – 2006. – № 1 (142). – С. 23-36

59. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р.Д. Каневская – Москва: Ижевск, 2003. – 127 с.

60. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г., Шустов Д.В. Экспериментально-аналитические исследования изменения трещинной проницаемости вследствие смыкания трещин // Нефтяное хозяйство. – 2013. - №4. – С.40-43.

61. Конев Д.А. Исследование нефтяных пластов с помощью индикаторного метода // Современные наукоемкие технологии. 2014. № 7. С. 23–26.

62. Костюченко С.В., Зимин С.В. Количественный анализ эффективности систем заводнения на основе моделей линий тока // Нефтяное хозяйство. № 1. 2005. С. 56-60.

63. Кузьмина О.К. Разработка способа определения группы индикаторов в пластовых водах для проведения геофизических исследований / Кузьмина О.К., Грибова Е.Д., Мухина И.В. // Вестник международного университета природы, общества и человека "ДУБНА". Серия: Естественные и инженерные науки. 2016. № 4. С. 17-23.

64. Лесной, А. Н. Исследование скважин гидропрослушиванием при решении задач разработки нефтяных и газовых месторождений / А. Н. Лесной, Е. М. Пьянкова // Нефтяное хозяйство. - 2010. - № 1. - С. 67-69.

65. Лигинькова Я.С. Исследование влияния геолого-промысловых характеристик турнейского пласта на обводненность продукции скважин // Недропользование. – 2022. – Т.22, №1. – С.15–20. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.1.3

66. Лигинькова, Я. С. Исследование особенностей заводнения залежей нефти в карбонатных коллекторах (на примере Гагаринского и Опалихинского месторождений) // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. - 2019. - Т. 1. - С. 43-45.

67. Лигинькова Я.С. Разработка статистической модели прогноза наличия гидродинамической связи добывающих и нагнетательных скважин и

оценка его применимости // Недропользование. – 2022. – Т.22, №2. – С.58-64. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.2.

68. Лигинькова Я.С. Исследование процесса заводнения залежей нефти в карбонатных коллекторах (на примере двух месторождений Пермского края) // ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИИ И ОСВОЕНИЯ НЕДР. Труды XXIV Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 75-летию Победы в Великой Отечественной войне. Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – 2020. – С. 208-209.

69. Лигинькова Я.С. Определение взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин в карбонатных коллекторах сложного типа с использованием статистических моделей // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2022. – Т. 1. – С. 73-78.

70. Майский Р. А. Статистическая оценка взаимовлияния скважин при эксплуатации нефтяных месторождений с использованием метода Спирмена / Р. А. Майский, Т. Ф. Шайхутдинов // В сборнике: Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием в 2-х томах. ответственный редактор: В. Ш. Мухаметшин. - 2019. - С. 95-98.

71. Макаров С. С. Индикаторный метод, как способ изучения нефтяных пластов / С. С. Макаров, Л. Ф. Юсупова // Материалы 47-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием / отв. ред. В. Ш. Мухаметшин. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2020. - С. 195-198.

72. Мартюшев Д.А. Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 4. -С.51-53.

73. Мартюшев Д.А., Галкин В.И., Пономарева И.Н. Изучение закономерностей распределения фильтрационных свойств в пределах

сложнопостроенных карбонатных резервуаров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2021. - Т. 332. - № 11. - С. 117-126.

74. Мартюшев Д.А., Лекомцев А.В., Котоусов А.Г. Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 16. – С. 61–69. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.16.7.

75. Мартюшев, Д.А. Исследование особенностей выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах с привлечением данных гидродинамических исследований скважин (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) / Д. А. Мартюшев, И. Н. Пономарева // Инженернефтяник. – 2016. – № 2. – С. 48-52.

76. Мартюшев, Д.А. Определение раскрытости и сжимаемости естественных трещин карбонатной залежи Логовского месторождения / Д. А. Мартюшев, А. В. Лекомцев, А. Г. Котоусов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. - 2015. - № 16. - С. 61-69.

77. Мелкишев О.А. Статистическое обоснование аналогов при вероятностной оценке плотности начальных суммарных ресурсов нефти (на примере визейского терригенного нефтегазового комплекса на территории Пермского края) // Нефтепромысловое дело. 2016. № 6. С. 48-51.

78. Метт Д.А., Аубакиров А.Р. Изучение движения сигнала от возмущающей скважины к наблюдательной // Экспозиция. Нефть. Газ. - 2017. - № 1 (54). - С. 26-29.

79. Митрофанов В. П. Особенности фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов Соликамской депрессии / В. П. Митрофанов. - М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2002. - 116 с.

80. Митрофанов В.П. Об исследовании фильтрационно-емкостных свойств микротрещиноватых карбонатных пород // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2005. - № 5-6. - С. 23-36.

81. Митрофанов В.П., Злобин А.А., Бейзман В.Б. О кавернозности карбонатных продуктивных отложений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2000. № 10. С. 37-43.

82. Мухаметшин Р.З., Калмыков А.В. Причины и следствие неоднородности продуктивных карбонатных толщ при проектировании и разработке залежей высоковязкой нефти // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции в 5 томах: сборник статей/под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. - Краснодар: ООО "Издательский Дом - Юг", 2017. - Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. - С. 168-174.

83. Насыров И. И. Оценка взаимовлияния скважин методом корреляционного анализа / И. И. Насыров, Е. И. Мамчистова, А. И. Насырова // В сборнике: Состояние, тенденции и проблемы развития нефтегазового потенциала Западной Сибири Материалы международной академической конференции. Под ред. С.И. Грачёва.

84. Некрасов А. С. Результаты дисперсионного факторного анализа при оценке достоверности структуры порового пространства карбонатных пород-коллекторов / А. С. Некрасов // Вестник Пермского национального 323 исследовательского политехнического университета. - 2015. - № 16. – С. 25-34.

85. Новиков В.А., Методика прогнозирования эффективности матричных кислотных обработок карбонатов // Недропользование. – 2021. – Т.21, №3. – С.137–143.

86. Орехов А.Н., Аmani М.М. Возможности геофизических методов для прогнозирования трещиноватости коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. - 2019. - Т. 330. - № 6. - С. 198-209.

87. Отс И. В. Оценка взаимовлияния скважин Крапивинского нефтяного месторождения методом рангового коэффициента корреляции Спирмена / И. В. Отс // В сборнике: Севергеоэкотех-2011 Материалы XII международной молодежной научной конференции. В 5 частях. – 2011. – С. 343-346.

88. Оценка степени взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин методом распознавания образов по истории их эксплуатации / Д. К. Сагитов, И. Р. Сафиуллин, В. А. Лепихин, А. В. Аржиловский // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 1. – С. 35-36.

89. Путилов И.С. Разработка технологий комплексного изучения геологического строения и размещения месторождений нефти и газа. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2014. – 285 с.

90. Путилов И.С., Галкин В.И. Применение вероятностного статистического анализа для изучения фациальной зональности турнефаменского карбонатного комплекса Сибирского месторождения//Нефтяное хозяйство. - 2007. - №9. - С. 112-114.

91. Рамазанов Р.Г. Опыт заводнения залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами / Р.Г. Рамазанов, З.С. Идиятуллина // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2009. - С. 67-80.

92. Редуцкий Ю. В. Учет взаимовлияния скважин при решении задач управления режимами эксплуатации месторождения / Ю. В. Редуцкий // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 5. – С. 16-21.

93. Репина В.А. Возможность учета плотности породы при моделировании проницаемости в геолого-гидродинамической модели нефтяных месторождений // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, № 2. – С. 104– 112.

94. Репина В.А. Применение комплексного учета петрофизических характеристик при адаптации геолого-гидродинамических моделей (на

примере визейской залежи Гондыревского месторождения нефти) / В.А.Репина, В.И.Галкин, С.В.Галкин // Записки Горного института. 2018. Т. 231. С. 268-274. DOI: 10.25515/PMI.2018.3.268. Scopus, Web of Science

95. Санников В. А. Мониторинг гидродинамических и трассерных исследований / В. А. Санников, В. И. Курочкин, М. В. Чертенков // Нефтяное хозяйство. - 2013. - № 7. – С. 104-107

96. Соснин Н.Е. Разработка статистических моделей для прогноза нефтегазоносности (на примере терригенных девонских отложений Северо-Татарского свода) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 16–25.

97. Сыртланов В.Р. Некоторые аспекты геолого–гидродинамического моделирования крупных месторождений для проектирования и мониторинга разработки / В.Р. Сыртланов, Н.И. Денисова, Ф.С. Хисматуллина // Нефтяное хозяйство. – 2007. – №5. – С. 70–74.

98. Сыртланов В.Р. Опыт применения гидродинамического моделирования при мониторинге разработки месторождений / В.Р. Сыртланов, Д.М. Майсюк, Е.В. Лебедева // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2 – С. 54–57.

99. Фадеев А.П. Разработка методики оценки влияния закачки воды в пласт на добычу нефти на примере турнейских отложений Сосновского газонефтяного месторождения // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2018. – Т.18, №2. – С.157–177. DOI: 10.15593/2224-9923/2018.4.6

100. Фомкин А.В. Проблемы и перспективы освоения нефтяных месторождений со сложнопостроенными карбонатными объектами и залежами фундамента / А.В. Фомкин // Нефтепромысловое дело. - 2017. - №1. - С. 6-12

101. Хребетова Е.А. Трассерные исследования скважин // Наука, образование, инновации: актуальные вопросы и современные аспекты. – 2021. – С. 56-58.

102. Чельцов В.Н. Модель обводнения залежи и продукции скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах / В.Н. Чельцов, М.И. Микляев, Т.В. Чельцова // Геология нефти и газа. - 2009. - № 3. - С. 37-64.

103. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена–Рута с использованием данных сейсмофациального анализа (на примере турнефаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1.

104. Черепанов С.С. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения керна, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 2. - С. 94-96.

105. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.

106. Черепанов, С. С. Комплексное использование керна и методов обработки данных гидродинамических исследований при оценке параметров трещиноватости / С. С. Черепанов // Альманах мировой науки. Развитие 330 науки и образования в современном мире: по материалам Международной научно-практической конференции. - М., 2016. - № 1 – 1 (4). - 59-64 с.

107. Черных И.А. Определение забойного давления с помощью многомерных статистических моделей (на примере пласта ТЛ-ББ Юрчукского месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое

и горное дело. – 2016. – Т.15, №21. – С.320–328. DOI: 10.15593/2224-9923/2016.21.3

108. Чернышев Д. В. К вопросу об обработке кривых восстановления давления методом детерминированных моментов давления. / Д. В. Чернышев, И. Н. Пономарева // Научные исследования и инновации. – 2011. –Т.5. –№ 2. – С.114-116.

109. Чумаков Г.Н. Анализ эффективности применения циклической закачки жидкости на месторождениях с различными геолого-технологическими условиями / Г.Н. Чумаков, В.И. Зотиков, И.Ю. Колычев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. - 2014. - № 9. - С. 96-99

110. Чумаков Г.Н. Вероятностная оценка эффективности применения метода циклической закачки жидкости в пласт // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. – № 13. – С. 49–58. DOI: 10.15593/2224-9923/2014.13.5

111. Шагиев Р. Г. Исследование скважин по КВД / Р. Г. Шагиев. -М.: Наука, 1998. - 304 с.

112. Шевелев М.Б. О необходимости модификации системы заводнения в процессе разработки месторождения // Нефт. хоз-во. - 2012. - № 12. - С. 40-45.

113. Щербенев А.В. Использование вероятностно-статистических методов для деления пород на проницаемую и непроницаемую части (на примере терригенных отложений визейского яруса Софьинского месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2017. – Т.16, №1. – С.14–22. DOI: 10.15593/2224-9923/2017.1.2