

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Адаптация коэффициентов ранговой корреляции Спирмена и Кендалла для анализа интерференции скважин на примере месторождения X

УДК 519.876:622.24

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Снегирев Максим Анатольевич		21.08.23

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев И.В.	к.ф.-м.н.		21.08.23

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рукавишников В.С.	PhD		21.08.23

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин А.А.	к.т.н.		21.08.23

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Чернова О.С.	д.г.-м.н.		21.08.23

Результаты освоения основной образовательной программы

Petroleum Engineering / Нефтегазовый инжиниринг

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК-1. Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного анализа, выработать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И.УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство		И.УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом

	УК(У)-3. Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.) И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные И.УК(У)-4.4. Планирует и организовывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий И.УК(У)-5.2. Выстраивает социальное и профессиональное взаимодействие с учетом

		особенностей деловой и общей культуры представителей разных этносов и конфессий, других социальных групп
		И.УК(У)-5.3. Обеспечивает создание недискриминационной среды для участников межкультурного взаимодействия при личном общении и при выполнении профессиональных задач
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (ООП/ОПОП) 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

(Подпись) Руководитель ООП/ОПОП
11.05.23
(Дата) *Сергей Д. С.*
(ФИО)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Снегирев Максим Анатольевич

Тема работы:

Адаптация коэффициентов ранговой корреляции Спирмена и Кендалла для анализа интерференции скважин на примере месторождения X	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	09.06.2023 № 160-39/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.08.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Отчет об анализе разработки нефтяного месторождения X, геологическое описание района исследования, фильтрационно-емкостные свойства керна, физико-химические свойства пластовых флюидов, результаты геофизических, трассерных исследований и гидропрослушивания, месячные эксплуатационные раппорты и отчеты о технологических режимах работы, нормативные документы, отечественная и зарубежная научная литература.</i>
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	<i>1. Введение; 2. Мировая практика применения методов корреляционного анализа в нефтегазовом деле; 3. Геологическая характеристика объекта исследования; 4. Анализ проведенных мероприятий по внедрению полимерного заводнения; 5. Оценка эффективности системы полимерного заводнения на основе корреляционного анализа; 6. Финансовый менеджмент,</i>

	<p><i>ресурсоэффективность и ресурсосбережение;</i> 7. <i>Социальная ответственность;</i> 8. <i>Заключение</i></p>
Перечень графического материала	<p><i>Рисунки – 22 штуки:</i> Рисунок 1.1 – Варианты представления корреляционного поля Рисунок 1.2 – Критическая область нормального распределения по отношению ко критерию Пирсона Рисунок 1.3 – Графическое представление метода пересечений Рисунок 2.1 – Расположение бассейнов Северного и Южного Торгая на карте Казахстана Рисунок 2.2 – Геологический профиль вкрест простирания Южно-Торгайского бассейна Рисунок 2.3 – Тектоническая схема Южно-Торгайского бассейна Рисунок 2.4 – Схематизированный типовой разрез Южно-Торгайской впадины Рисунок 3.1 – Сводная схема основных трасс индикаторов флуоресцеина натрия и гексаацетата (район нагнетательных скважин 26,106), горизонт М-П-3 Рисунок 3.2 – Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему скоростей, участок нагнетательной скважины 26 Рисунок 3.3 – Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему проницаемостей, участок нагнетательной скважины 26 Рисунок 3.4 – Схема распределения суммарных толщин каналов, участок нагнетательной скважины 26 Рисунок 3.5 – Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему проницаемостей, участок нагнетательной скважины 26 Рисунок 1.6 – Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему проницаемостей, участок нагнетательной скважины 106 Рисунок 3.7 – Схема распределения суммарных толщин каналов, участок нагнетательной скважины 106 Рисунок 4.1 – Схема расположения скважин участка полимерного заводнения Рисунок 2.2 – Розы-диаграммы распределения проницаемостей на участке скважины 26 Рисунок 4.3 – Розы-диаграммы распределения проницаемостей на участке скважины №106 Рисунок 4.4 – Результат работы программы на примере скважин № 26 (Н) – № 62 (Д) Рисунок 4.3– Примеры вычислений коэффициентов</p>

корреляции ρ -Спирмена и τ -Кендалла
Рисунок 4.4 – Таблица критических точек
распределения Стьюдента
Рисунок 4.5 – Таблица функции Лапласа
Рисунок 4.6 – Карта проницаемости по опытному
участку

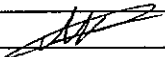
Таблицы – 28 штук:

Таблица 1.1 – Шкала Чеддока
Таблица 3.1 – Критерии подбора участков для
полимерного заводнения
Таблица 3.2 – Подсчетные параметры опытного
участка
Таблица 3.3 – Расстояния от реагирующих
добывающих до нагнетательных скважин 26,106
Таблица 3.4 – Результаты обработки индикаторных
исследований (скважина №26)
Таблица 3.5 – Результаты обработки индикаторных
исследований (скважина №106)
Таблица 3.6 – Основные параметры закачки
полимера марки AL5115VHM
Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета по
скважине 26
Таблица 4.2 – Исходные данные для расчета по
скважине 106
Таблица 4.3 – Результаты обработки снижения
закачки по нагнетательной скважине №26
Таблица 4.4 – Результаты обработки снижения
закачки по нагнетательной скважине №106
Таблица 4.5 – Шкала Чеддока
Таблица 4.6 – Данные для вычисления
коэффициента Спирмена
Таблица 4.7 – Рейтинговая таблица на основе
значений силы корреляционной связи по методике
Спирмена для скважины № 26
Таблица 4.8 – Рейтинговая таблица на основе
значений силы корреляционной связи по методике
Спирмена для скважины № 106
Таблица 4.9 – Данные для вычисления
коэффициента Кендалла
Таблица 4.10 – Рейтинговая таблица на основе
значений силы корреляционной связи по методике
Кендалла для скважины № 26
Таблица 4.11 – Рейтинговая таблица на основе
значений силы корреляционной связи по методике
Кендалла для скважины № 106
Таблица 4.12 – Сопоставление результатов
корреляционного анализа с результатами ранее
проведенных исследований
Таблица 4.13 – Программа закачки для опытного
участка месторождения
Таблица 4.14 – Прогнозная добыча до 2021 года

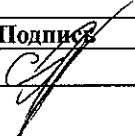
	Таблица 5.1 – SWOT-анализ Таблица 5.2 – Ставки налога на добычу полезных ископаемых Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные факторы Таблица 6.2 – Уровень нагрузки в зависимости от категории работ Таблица 6.3 – Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации Таблица 6.4 – Допустимые уровни электромагнитного поля, создаваемых персональной электронно-вычислительной машиной Таблица 6.5 – Оптимальные величины показателей микроклимата в офисном помещении
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рукавишников В. С., доцент, PhD
Социальная ответственность	Сечин А. А., доцент, к.т.н.
Раздел на иностранном языке	Болсуновская Л. М., доцент, к.ф.н
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
International practice in applying of correlation analysis methods in petroleum engineering	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.05.2023
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Матвеев Иван Васильевич	к.ф.-м.н.		11.05.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Снегирев Максим Анатольевич		11.05.2023



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (ООП/ОПОП): 21.04.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
2ТМ11	Снегирев Максим Анатольевич

Тема работы:

Адаптация коэффициентов ранговой корреляции Спирмена и Кендалла для анализа интерференции скважин на примере месторождения X

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	21.05.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
19.05.2023	<i>Мировая практика применения методов корреляционного анализа в нефтегазовом деле</i>	15
23.05.2023	<i>Геологическая характеристика объекта исследования</i>	10
29.05.2023	<i>Анализ проведенных мероприятий по внедрению полимерного заводнения</i>	15
07.06.2023	<i>Оценка эффективности системы полимерного заводнения на основе корреляционного анализа</i>	30
09.06.2023	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
12.06.2023	<i>Социальная ответственность</i>	10
16.06.2023	<i>International practice in applying of correlation analysis methods in petroleum engineering</i>	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

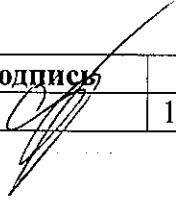
Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Матвеев И.В.	к.ф.-м.н.		11.05.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Чернова О. С.	д.г.-м.н.		11.05.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Снегирев Максим Анатольевич		11.05.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 151 страниц, в том числе 22 рисунка, 28 таблиц. Список литературы включает 57 источников. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: гидродинамическая связь, интерференция скважин, корреляционный анализ, полимерное заводнение.

Объектом исследования является месторождение X Южно-Торгайского бассейна Республики Казахстан.

Предмет исследования – процессы фильтрации жидкости, протекающие в нефтеносном пласте во время разработки.

Целью выпускной квалификационной работы является адаптация применения методики корреляционного анализа для оценки степени интерференции между добывающими и нагнетательными скважинами рассматриваемого месторождения с целью обоснования проведения повторного полимерного заводнения.

Основные задачи исследования:

1. Анализ состояния изученности темы по опубликованным источникам и изучение теоретических основ методики корреляционного анализа;
2. Изучение геологической характеристики объекта исследования;
3. Анализ проведенных мероприятий по внедрению полимерного заводнения на опытном участке месторождения;
4. Оценка эффективности системы полимерного заводнения на основе корреляционного анализа;
5. Сравнительный анализ результатов оценки взаимодействия скважин на базе корреляционного анализа;
6. Определение технологического и экономического эффекта от проведения предлагаемого геолого-технического мероприятия.

Область применения: оптимизация существующей системы разработки месторождения.

Экономическая эффективность работы заключается в обосновании проведения на рассматриваемом участке полимерного заводнения с целью повышения уровня накопленной добычи на основании результатов корреляционного анализа.

В будущем планируется: оптимизация написанной программы с целью повышения удобства пользования и последующий перевод расчетной части в среду квантовых вычислений для кратного увеличения максимально возможного объема анализируемых данных.

Благодарности. Выражаю особую благодарность сотрудникам ЦППС НД ТПУ: профессору О. С. Черновой, доценту И.В. Матвееву и старшему преподавателю В.В. Соловьеву за предоставленную помощь при написании данной магистерской работы.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	16
1 МИРОВАЯ ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ	19
1.1 Традиционные методы оценки величины взаимовлияния скважин	19
1.2 Анализ применения альтернативных методов.....	20
1.3 История разработки и использования корреляционного анализа....	22
1.4 Теоретические основы корреляционного анализа.....	23
1.5 Особенности применения методики ранговой корреляции	28
2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ	36
2.1 Стратиграфия.....	37
2.2 Тектоника.....	43
2.3 Нефтегазоносность	46
3 АНАЛИЗ ПРОВЕДЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВНЕДРЕНИЮ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ.....	52
3.1 Предпосылки для проведения полимерного заводнения	52
3.2 Обоснование выбора участка для проведения опытных работ по полимерному заводнению	53
3.3 Исследование пласта индикаторным методом на участках нагнетательных скважин 26 и 106.....	56
3.4 Реализация опытных работ по полимерному заводнению.....	63
4 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА	66
4.1. Исследование пласта методом гидропрослушивания на участках нагнетательных скважин 26 и 106.....	66
4.2 Применение корреляционного анализа для оценки взаимовлияния между добывающими и нагнетательными скважинами	74
4.2.1 Анализ исходных данных.....	75
4.2.2 Расчет параметров	76
4.2.3 Оценка значимости полученных результатов	83

4.3 Анализ достоверности разработанной методики оценки гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами.....	89
4.4 Обоснование изменений параметров закачки полимерного раствора	91
4.5 Оценка и прогноз эффективности полимерного заводнения	93
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	95
5.1 Портрет потенциальных потребителей	96
5.2 SWOT – анализ	97
5.3 Экономический эффект от внедрения предлагаемого проектного решения.....	98
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	103
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	106
6.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.....	106
6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	107
6.2 Производственная безопасность.....	109
6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов	109
6.3 Экологическая безопасность.....	118
6.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	119
6.5 Выводы по разделу	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	121
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	123
Приложение А	130
A.1 Well interference assessment	131
A.2 Conventional methods for assessing the degree of well interference ..	132

A.3 Analysis of the application of alternative techniques	133
A.4 History of development and use of correlation analysis	135
A.5 Theoretical basis of correlation analysis	136

ВВЕДЕНИЕ

Современный этап развития нефтегазовой отрасли характеризуется тем, что значительный объем добычи приходится на месторождения, находящиеся на последних стадиях разработки. Ввиду значительной выработки запасов большей части крупных месторождений и их высокой обводненности существенно возрастает роль инструментов, позволяющих оперативно получать необходимые сведения о текущем состоянии процесса извлечения на всех стадиях разработки нефтяных месторождений.

Реализация и модернизация эффективной системы разработки нефтяных и газовых месторождений, а также принятие своевременных решений для оптимизации работы системы поддержания пластового давления не могут быть осуществлены без учета взаимовлияния (интерференции) между добывающими и нагнетательными скважинами, потому как смена режима работы одной из них непосредственно влияет на режимы работы других [31]. Кроме того, понимание закономерностей и путей распределения закачиваемого рабочего агента в исследуемом пласте позволяет нам определить положение источника обводнения, а также области эксплуатационного объекта, подверженные преждевременному обводнению или, наоборот, характеризующиеся слабым участием в процессе заводнения.

Таким образом, выбор таких режимов эксплуатации, позволяющих регулировать продвижение контура краевых вод и определять направление движения фильтрационных потоков с целью осуществления полной выработки запасов, должен быть обоснован не только технологическими показателями каждой отдельной скважины, но и зависеть от величины взаимодействия скважин. Поэтому исследования, направленные на анализ интерференции скважин и изучение возможностей применения полученной информации для повышения эффективности систем разработки нефтяных месторождений, являются актуальными.

Объектом исследования является месторождение X Южно-Торгайского бассейна Республики Казахстан.

Предмет исследования – процессы фильтрации жидкости, протекающие в нефтеносном пласте во время разработки.

Целью выпускной квалификационной работы является адаптация применения методики корреляционного анализа для оценки степени интерференции между добывающими и нагнетательными скважинами рассматриваемого месторождения с целью обоснования проведения повторного полимерного заводнения.

Основные задачи исследования:

1. Анализ состояния изученности темы по опубликованным источникам и изучение теоретических основ методики корреляционного анализа;
2. Изучение геологической характеристики объекта исследования;
3. Анализ проведенных мероприятий по внедрению полимерного заводнения на опытном участке месторождения;
4. Оценка эффективности системы полимерного заводнения на основе корреляционного анализа;
5. Сравнительный анализ результатов оценки взаимодействия скважин на базе корреляционного анализа;
6. Определение технологического и экономического эффекта от проведения предлагаемого геолого-технического мероприятия.

Методы исследования. Решение поставленных задач основывается на статистической обработке исходной информации о добыче жидкости и закачке воды по данным месячных эксплуатационных рапортов и отчетов о технологических режимах работы скважин, комплексировании результатов проведенных трассерных исследований, гидропрослушивания и сравнительном анализе достоверности разработанной методики оценки меры взаимовлияния скважин.

Защищаемые положения:

1. Применение корреляционного анализа по методикам Спирмена и Кендалла в качестве критерия оценки эффективности системы полимерного заводнения позволяет локализовать доминирующие фильтрационные потоки, что является обоснованием необходимости повторной закачки высоковязкой полимерной оторочки.

2. Изменение режима закачки полимерного заводнения приводит к достижению технологического и экономического эффекта, что свидетельствует об успешности проведения мероприятия.

1 МИРОВАЯ ПРАКТИКА ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ КОРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

Мониторинг особенностей взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин является одним из важнейших условий для создания эффективной системы поддержания пластового давления и осуществления выработки запасов в целом. Размещение скважин в пределах объекта разработки должно производиться с учетом обеспечения максимально возможной степени вытеснения нефти из порового пространства, чтобы количество закачиваемой в пласт воды обеспечивало максимальное вытеснение нефти из порового пространства. Именно поэтому понимание закономерностей распределения объемов закачки в пределах целевого объекта представляется одной из центральных задач мониторинга его разработки.

1.1 Традиционные методы оценки величины взаимовлияния скважин

На сегодняшний день наиболее достоверные и кондиционные данные извлекаются при интерпретации традиционных (прямых) методов оценки гидродинамической связи между скважинами. Наиболее надежным и уже доказавшим свою практическую пригодность методом исследования взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин считается проведение трассерных исследований. Возможности данного метода широко известны в России и в других странах, а опыт его применения детально изучен в работах А.С. Трофимова [40], Изотова А.А. [27] и др. Суть трассерных методов заключается в прямом исследовании движения реально существующих фильтрационных потоков в пределах продуктивного горизонта, посредством добавления в нагнетаемую воду специальных химических реагентов, отбора проб с добывающих скважин и их последующего лабораторного анализа с последующей интерпретацией результатов. Трассерные исследования позволяют в режиме реального времени без дополнительных изменений в

режиме работы произвести оценку степени влияния нагнетательной скважины на добывающий фонд и целевой объект в целом.

Проведение индикаторных исследований предоставляет доступ к получению качественных и количественных параметров, необходимых для проектирования и оценки эффективности внедряемых или уже действующих методов повышения нефтеотдачи пластов.

Но существуют и факторы, ограничивающие и осложняющие проведение подобных исследований, например, неполнота геолого-промысловых данных создают невозможность однозначного определения закономерностей фильтрационных потоков, а относительная дороговизна и длительность проведения ограничивают повсеместное использование на нефтяных и газовых месторождениях.

В качестве альтернативного метода для оценки гидродинамической связи можно выделить гидропрослушивание. Данный метод теоретически обоснован в работах Т.А. Абрамова [21], А.А. Гумеровой [25] и др., и имеет широкое практическое распространение, но также не лишен недостатков — помимо дороговизны проведения метод не предоставляет возможности напрямую количественно оценить величину взаимовлияния скважин, а лишь позволяет определить факт наличия или отсутствия гидродинамического сообщения между скважинами. Только по проведению аналитической обработки данных, полученных в результате проведения гидропрослушивания, можно получить параметры, с помощью которых количественная оценка взаимовлияния скважин может быть осуществлена.

1.2 Анализ применения альтернативных методов

Исходя из всего вышесказанного, актуальной задачей представляется применение различных косвенных способов, дающих возможность принятия решений по ограниченному объему текущей геолого-промысловой

информации, основу которой составляют дебиты жидкости, нефти и объёмы закачиваемой жидкости в процессах заводнения.

В современной практике существует ряд аналитических инструментов и методов для оценки интерференции скважин, использующих совершенно различные физико-математические модели, притом под понятием аналитического метода оценки взаимовлияния скважин понимается комплексный подход к изучению имеющейся промысловой информации, в рамках которого рассматриваются модели, стремящиеся наиболее полно и точно отражать физические законы и функциональные зависимости присущие анализируемому объекту [54].

Существует множество аналитических моделей, на базе которых проводится изучение реальных закономерностей интерференции скважин [29]. Простейшие модели представляют из себя простую геометрическую схему, которая рассматривает степень взаимовлияния скважин с позиции относительного местоположения добывающих и нагнетательных скважин. С повышением количества учтенных параметров, таких как разницы давлений, эффективных толщин, данных о добыче жидкости, увеличивается степень достоверности применяемого аналитического метода [52,54].

С.В. Соколов в своей статье [39] оперирует идеей построения матрицы взаимовлияния, в конечном итоге сводящейся к совокупности линейных уравнений со значениями забойных давлений в качестве переменных величин. В научной публикации Р.Р. Valko [56] также рассматривается матрица взаимовлияний, но с позиции результата аналитического решения задачи о псевдоустановившейся фильтрации однофазной жидкости в однородном изотропном пласте. Самым же распространенным аналитическим способом можно назвать трехмерное гидродинамическое моделирование, которое хоть и позволяет получить представление о взаимовлиянии скважин, но чье применение осложнено повышенной требовательностью к исходным данным и существенным количеством ресурсов, необходимых для создания, оптимизации и актуализации моделей.

В тех случаях, когда аналитические методы неприменимы по причине повышенных требований к задействованным ресурсам и недостаточной физичности вычислений, представляется целесообразным использование статистических методов, в основе которых лежит анализ и обработка промысловой информации с использованием различных математических механизмов. Использование статистических методов не имеет за собой цели установления и определения сложных физических закономерностей. Использование методов статистики не обременяет на применение и принятие серьезных допущений и упрощений о законе распределения исходных данных, линейным характером связи, соответствии критерию Стьюдента и ограничен лишь значениями фактических параметров исходной выборки.

Общемировой опыт показывает, что на текущем этапе развития нефтегазового дела решение множества геологических и технологических задач возможно при непосредственном использовании статистических методов [42, 44, 47].

1.3 История разработки и использования корреляционного анализа

Понятие «статистика» представляет собой систему знаний, в которой излагаются общие вопросы сбора, измерения, мониторинга, анализа массовых статистических (качественных или количественных) данных и их сравнение. Статистические представления являются важнейшей составляющей жизни современного человека. Статистические характеристики и исследования играют значительную роль и используются не только в математике, но и в других отраслях науки, таких как экономика, медицина, психология, инженерное дело.

Наиболее востребованным в рамках нефтегазовой отрасли разделом статистики является корреляционный анализ, представляющий из совокупность практических методов идентификации и оценки тесноты корреляционной связи между двумя и более случайными величинами.

Сам термин «корреляция» впервые был применен французским палеонтологом Ж. Кювье в 1806 году с целью восстановления облика всего ископаемого животного по уже найденным частям. Общепринятое современное значение понятие корреляции начало приобретать в середине XIX века благодаря работам французского ученого-физика Огюста Браве и английского статистика сэра Фрэнсиса Гальтона [49], установившим первые принципы взаимосвязи двух случайных величин и вычисления коэффициента корреляции.

Несмотря на это истинным основателем корреляционной теории в том виде, в котором мы ее знаем, считается английский математик-статистик Карл Пирсон, создавший теорию, в которой корреляция выступает как мера связи, обоснованная наличием причин совершенно разной природы. Притом развитие его идеи осуществлялось с помощью других исследований, когда основные теоретические положения уже были созданы.

1.4 Теоретические основы корреляционного анализа

Цель корреляционного анализа – установление оценки степени интерференции между случайными величинами, которые характеризуют некоторые реальные процессы. Данный вид анализа, как и другие методы математической статистики, предназначен для описания взаимного поведения исследуемых признаков в некоторой генеральной совокупности на примере значений переменных x_i и y_i .

Корреляционный анализ оперирует понятиями корреляционной связи и коэффициента корреляции для подтверждения или опровержения существования зависимости между переменными и для определения силы этой зависимости.

Корреляционная связь – это статистическая взаимосвязь двух или большего количества признаков, причем при изменении значения одной

переменной происходит закономерное систематическое изменение (увеличение или уменьшение) другой или других признаков.

Коэффициент корреляции – двумерная описательная статистика, количественная мера взаимовлияния двух или более величин.

При оценке степени корреляции между количественными признаками, значения которых можно точно измерить очень часто применяется графическое отображение модели двумерного нормального распределения генеральной совокупности, представленное в прямолинейной системе координат с осями X и Y и именуемое корреляционным полем (Рисунок 1.1). Использование данного графика предоставляет возможность выявления таких случаев, когда корреляция обусловлена неоднородностью выборки по той и другой переменной. Более того, эти графики позволяют определить характер связи: ее линейность и монотонность [57].

Данная модель двумерного нормального распределения позволяет графически изобразить распределение элементов выборки относительно друг друга в зависимости от значения коэффициента корреляции между ними.

Если $\rho = 0$, то значения анализируемых исходных величин x_i и y_i , располагаются в пределах обособленной и выделенной окружностью области корреляционного поля. Такое взаимное расположение элементов на диаграмме говорит о полном отсутствии корреляции. Для двумерного нормального распределения некоррелированность подразумевает так же и независимость случайных величин X и Y .

Если $\rho = 1$ или $\rho = -1$, то есть существует полная корреляция – прямая или обратная – между случайными величинами x и y устанавливается линейная функциональная зависимость ($y = c + dx$).

Любые промежуточные случаи формируют область в виде эллипса с положительным, с увеличением x_i значения y_i также увеличиваются, или с отрицательным направлением. Чем ближе ρ к $+1$ или -1 , тем теснее и уже экспериментальные значения сгруппированы около прямой линии.

Если имеет место любое другое распределение точек, не соответствующее линейному закону, то корреляция идентифицируется как криволинейная.

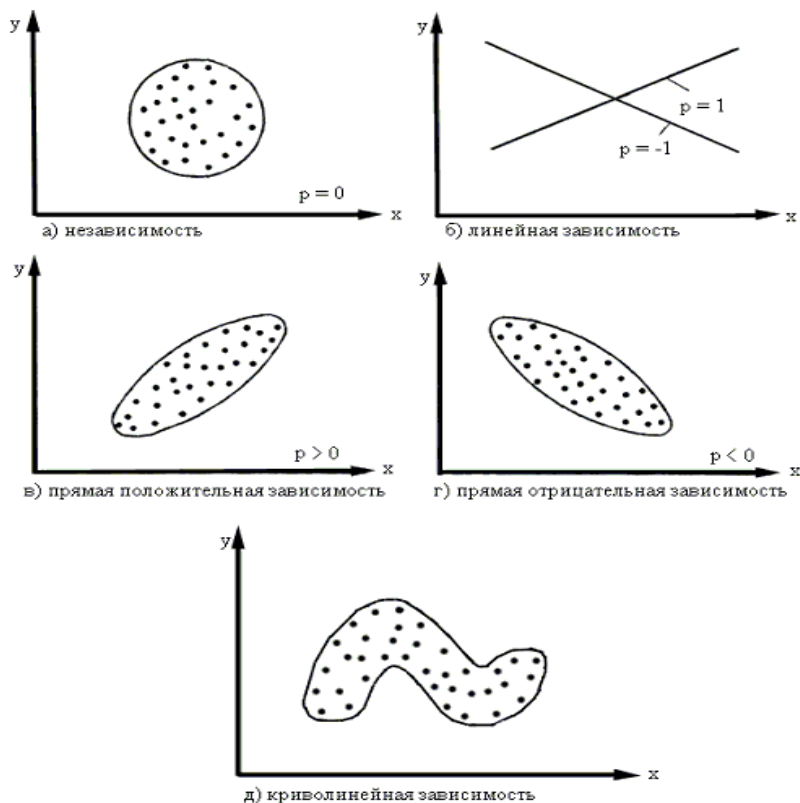


Рисунок 7.1 – Варианты представления корреляционного поля [Гмурман В.Е., 2003]

Таким образом, визуальный анализ корреляционного поля позволяет определить не только факт наличия статистической зависимости (линейную или нелинейную) между исследуемыми величинами, но также форму и тесноту данной связи, что позволяет осуществлять корректный выбор коэффициента корреляции и его вычисление.

Как правило изначально коэффициент корреляции r для существующей выборки неизвестен, поэтому основной задачей является его вычисление путем анализа исходных и производных от них данных. Только по величине коэффициентов корреляции невозможно сделать вывод о достоверности корреляционной связи между признаками. Этот параметр зависит от числа степеней свободы $k = n - 2$, где: n – число коррелируемых пар показателей X и

У. Чем больше n , тем выше достоверность связи при одном и том же значении коэффициента корреляции.

В практической деятельности при оценке степени взаимосвязи между анализируемыми показателями используется шкала Чеддока (Таблица 1.1):

Таблица 1.1 – Шкала Чеддока

Коэффициент корреляции	Характеристика силы связи
$r_s < 0,1$	Связь практически отсутствует
$0,101 < r_s < 0,3$	Слабая
$0,301 < r_s < 0,5$	Умеренная
$0,501 < r_s < 0,7$	Заметная
$0,701 < r_s < 0,9$	Высокая
$0,901 < r_s < 1,0$	Весьма высокая

Наиболее предпочтительным при изучении связей между переменными является вариант применения коэффициента корреляции r -Пирсона непосредственно к исходным данным. Такой метод анализа данных называется линейный корреляционный анализ, он позволяет установить прямые связи между переменными величинами по их абсолютным значениям.

Однако применяя r -Пирсона, необходимо убедиться, что выполняются следующие условия применимости метода:

1) Переменные распределены нормально, то есть в соответствии с Гауссовым представлением. Смысл нормального распределения заключается в том, что наиболее вероятные значения случайной величины расположены вблизи его пика. По мере удаления от него, вероятность значений уменьшается и если значение расположено в «хвосте» распределения, то оно очень маловероятно (Рисунок 1.2).

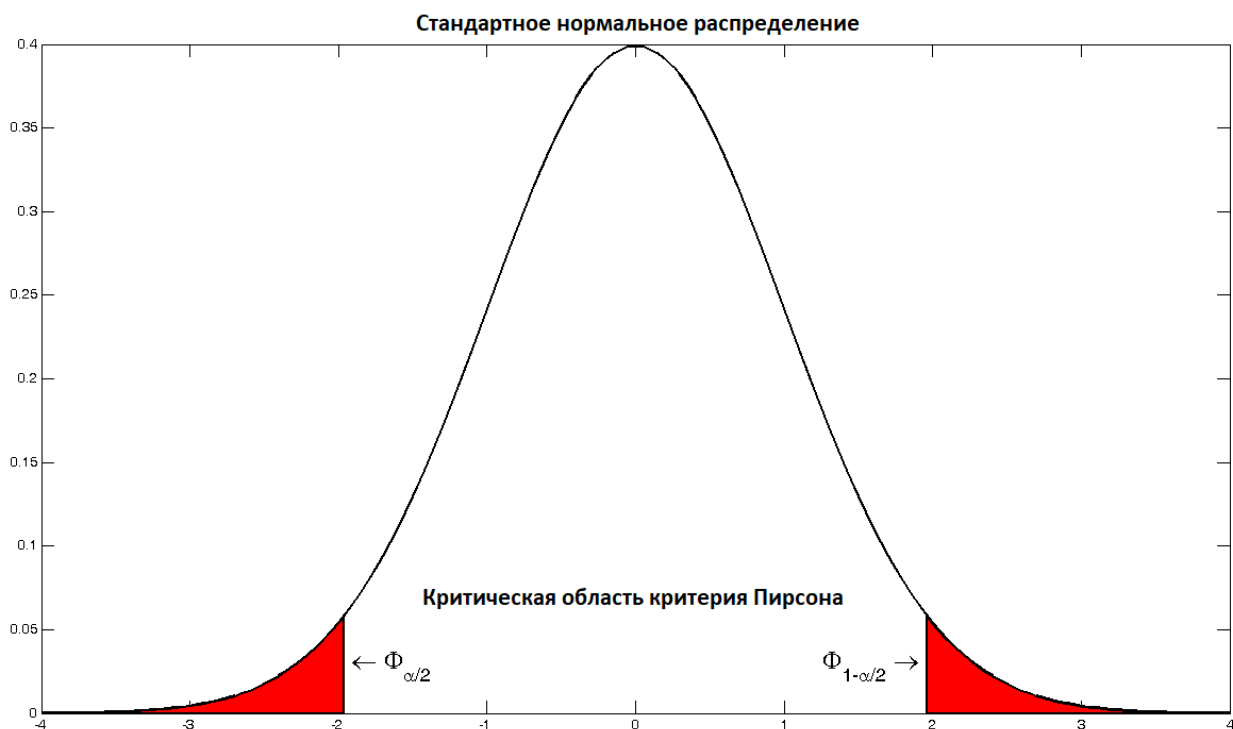


Рисунок 1.8 – Критическая область нормального распределения по отношению к критерию Пирсона [Гмуран В.Е., 2003]

2) Отсутствуют выбросы или их количество пренебрежимо мало по сравнению с общим объемом выборки. Еще в 1932 году С.Н. Бернштейн [22] рассмотрел данную проблему относительно коэффициентов корреляции и пришел к выводу о том, что именно в случае с r -Пирсона влияние выбросов на результирующий коэффициент корреляции наиболее высоко. Выбросы – это выделяющиеся на фоне других наблюдений значения выборки. Наличие выбросов в наборе исходных данных демонстрирует существующее отклонение переменных от нормального вида, что негативно сказывается на общей оценке корреляции и может искажает реальные значения.

3) Линейный характер связи между переменными. Критерий r -Пирсона не позволяет производит анализ выборки, в которой присутствуют нелинейные связи, то есть, когда мы четко не можем судить о направлении связей между двумя переменными.

4) Объем выборки представлен более чем 30 переменными, потому как при меньшем количестве факторов проверка выборки значений на

нормальность не будет иметь смысла из-за неприменимости критерия Стьюдента.

Если хотя бы одно из условий не выполняется, то применение r -Пирсона нецелесообразно, так как полученный результат не будет корректным. Универсальным решением для вышеописанных проблем стало применение методов ранговой корреляции, которая подразумевала переход от абсолютных значения анализируемых параметров к величинам соответствующих им рангов.

1.5 Особенности применения методики ранговой корреляции

Ранговая корреляция – это один из методов корреляционного анализа, при применении которого исходят не из точных количественных оценок значений признаков-переменных, а из рангов – порядковых номеров единиц элементов выборки в упорядоченном ряду. Для этого элементы совокупности располагаются в определенном порядке в соответствии с некоторым признаком, присущим им в неодинаковой мере. Ранжировать оба признака необходимо в одном и том же порядке: либо от меньших значений признака к большим, либо наоборот. Если элемент характеризуется не одним признаком, а двумя, то для исследования их влияния друг на друга каждому элементу приписывается два порядковых номера в соответствии с установленным правилом сортировки.

Изначально теория рангов рассматривалась как ответвление теории случайных процессов и была не более чем удобным инструментом для измерения абсолютных значений анализируемых величин и отступлением от шкалы абсолютных отметок, однако позднее статистика рангов получила признание в роли самостоятельного раздела благодаря своим собственным достоинствам.

Использование методики ранговой корреляции не требует наличия линейной связи между переменными, однако обязательным является

выполнение условия монотонности. Монотонность связи между двумя переменными проявляется в ее единстве и постоянстве, притом существует только два состояния, которыми такая связь может быть описана – увеличение и уменьшение.

Ранжирование можно проводить как по четко регулирующимся законами, например, по возрастанию или убыванию, так и по признакам, количественно оценить которые не представляется возможным: рейтинги, субъективные оценки, результаты опросов. В таких случаях специалист лишь на основе собственного опыта, или производя сравнение с каким-либо эталоном, может приурочить элементам выборки порядковые номера по каждому из анализируемых качественных признаков.

Расчет силы ранговой корреляции не предполагает принятие никаких предположений о характере распределений признаков в генеральной совокупности – определяется степень тесноты связи порядковых признаков, которые в этом случае представляют собой ранги сравниваемых величин.

Следующим шагом после ранжирования является исследование тесноты корреляционной связи между значениями назначенных рангов. С этой целью применяются коэффициенты ранговой корреляции.

Коэффициент корреляции рангов, предложенный английским статистиком Ч.Э. Спирменом в 1904г [55], является одним из непараметрических показателей связи между переменными, измеренными в ранговой шкале. Данный коэффициент обладает теми же свойствами, что и коэффициент корреляции Пирсона, но в своем определении оперирует рангами.

Для того, чтобы рассчитать значение коэффициента ранговой корреляции необходимо наличие двух рядов значений в ранговой форме или же двух последовательностей исходных значений, которые могут быть проранжированы.

Применение коэффициента корреляции Спирмена подразумевает соблюдение следующих условий:

1. Сравнимые переменные должны быть представлены в ранговой форме.

2. Число изменяющихся признаков в сравниваемых переменных X и Y должно быть одинаковым.

Коэффициент корреляции Спирмена вычисляется по Формуле 1.1:

$$\rho = 1 - \frac{6\sum d_i^2}{n^3 - n} \quad (1.1)$$

где d – разность между рангами по двум переменным, ед.;

n – число сопоставляемых пар, ед.

При существовании одинаковых рангов формула расчета коэффициента корреляции Спирмена принимает следующий вид – числитель вышеуказанной формулы дополняется поправками, учитывающими наличие одинаковых рангов (Формулы 1.2, 1.3).

$$D_1 = 1 - \frac{n^3 - n}{12} \quad (1.2)$$

$$D_2 = 1 - \frac{k^3 - k}{12} \quad (1.3)$$

где n – число одинаковых рангов в первом столбце;

k – число одинаковых рангов во втором столбце.

Если имеется две группы одинаковых рангов, в каком-либо столбце то формула поправки несколько усложняется (Формула 1.4):

$$D_3 = \frac{(n^3 - n) + (k^3 - k)}{12} \quad (1.4)$$

При наличии одинаковых рангов формула расчета коэффициента ранговой корреляции Спирмена принимает вид Формулы 1.5:

$$\rho = 1 - \frac{6\sum d_i^2 + D_1 + D_2 + D_3}{n^3 - n} \quad (1.5)$$

В том случае, если выборка имеет нормальное распределение, коэффициент корреляции ρ -Спирмена может быть использован для оценки коэффициента корреляции r -Пирсона по Формуле 1.6:

$$r = 2 \cdot \sin \frac{\pi}{6} \cdot \rho \quad (1.6)$$

Другой коэффициент ранговой корреляции, не связанный с предпосылкой нормальности генеральной совокупности, был предложен М.Д. Кендаллом в 1938 году [51]. Он также принимает значения от -1 и +1.

Коэффициент Кендалла использует пары наблюдений и определяет силу связи на основе шаблона согласованности и несогласованности между парами. При сравнении двух элементов возможны две противоположные ситуации: совпадение и инверсия. Ситуацию, при которой изменение X для двух наблюдений имеет то же направление, что и изменение Y для тех же наблюдений, называют совпадением (согласованная пара), а разнонаправленное изменение называют инверсией (несогласованная пара).

Иными словами, в согласованной паре оба элемента одной пары больше, равны или меньше соответствующих элементов другой пары. Напротив, несогласованной называется пара наблюдений, в которой имеет место расхождение в направленности двух пар рангов.

Количество несогласованных пар в наборе наблюдений называют τ -расстоянием Кендалла или ранговым расстоянием Кендалла. Оно представляет собой метрику, которая подсчитывает количество попарных

расхождений между двумя ранжированными наборами значений признаков. Чем больше это расстояние, тем больше отличаются два признака, и, следовательно, тем меньше зависимость между ними, однако на практике гораздо чаще применяют коэффициенты ранговой корреляции Кендалла τ -а и τ -b.

Коэффициент ранговой корреляции Кендалла τ -а вычисляется по следующей формуле:

$$\tau_a = \frac{2(\sum P - \sum Q)}{n(n-1)} = \frac{\sum P - \sum Q}{\sum P + \sum Q} = 1 - \frac{4\sum Q}{n(n-1)} = 1 - \frac{4\sum P}{n(n-1)} \quad (1.7)$$

где P – число совпадений

Q – число инверсий

n – число сопоставляемых пар

Коэффициент τ -Кендалла стоит рассматривать как меру упорядоченности второй последовательности, относительно первой. Задачу определения коэффициента ранговой корреляции можно показать графически, используя метод пересечений. Если в списке рангов для двух признаков соединить ячейки с одинаковыми рангами с помощью линий, как показано на Рисунке 1.3, то некоторые линии будут пересекаться. Пересечение линий указывает на несогласованность пары, тогда число пересечений будет отражать силу зависимости между ранжированными признаками.

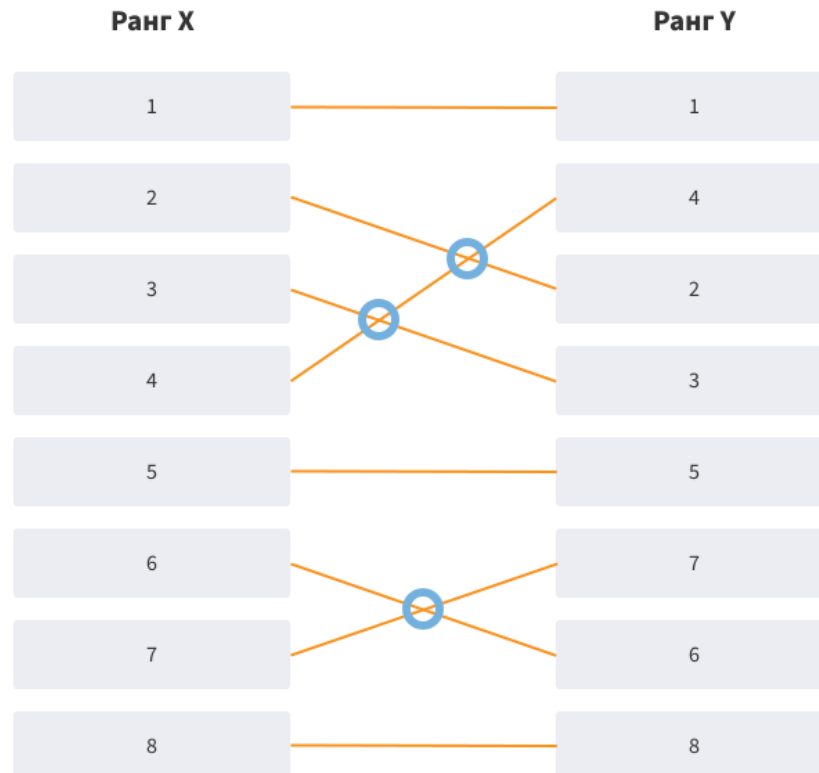


Рисунок 1.3 – Графическое представление метода пересечений [Basilevsky A., 2008]

Действительно, если пересечений нет, то будет иметь место абсолютная положительная зависимость между признаками X и Y. Если все пары порождают пересечения, то ранги будут разнонаправленными, т.е. имеет место абсолютная отрицательная зависимость, и в этом случае количество пересечений будет равно $0,5 \cdot n \cdot (n-1)$, т.е. максимальному числу несогласованных пар. В таком случае формула для коэффициента ранговой корреляции Кендалла может быть записана в виде:

$$\tau_a = 1 - \frac{2 \cdot I}{0,5 \cdot n \cdot (n-1)} \quad (1.8)$$

где I — количество пересечений.

Коэффициент ранговой корреляции τ_b учитывает так называемые связанные ранги путём внесения соответствующей поправки. Связанными называются ранги, полученные путём усреднения одинаковых рангов. Количество наблюдений, по которому производится усреднение связанного ранга, называется длиной связи.

Формула 1.9 для вычисления коэффициента τ_b выглядит следующим образом:

$$\tau_b = \frac{2(\sum P - \sum Q)}{\sqrt{(n_0 - n_x)(n_0 - n_y)}} \quad (1.9)$$

где $n_0 = 0,5 \cdot n \cdot (n - 1)$ – максимально возможное число пар;

$n_x = \sum t_{iX}(t_{iX} - 1)$ – поправка на связанные ранги по X, где i – номер группы связей;

$n_y = \sum t_{jY}(t_{jY} - 1)$ – поправка на связанные ранги по Y, где j – номер группы связей;

t_{iX} – число значений связанных рангов в группе связи i для X (длина связи);

t_{jY} – число значений связанных рангов в группе связи j для Y (длина связи).

Применение методов корреляционного анализа с целью оптимизации системы разработки месторождений нефти и газа отражено в работах И.Н. Пономаревой [33], Д.А Мартюшева [29], А.С. Яковлева [42], П.Ю. Илюшина [30], Д. Ю. Чудиновой [31], Р.Ш. Салаватовой [37], Ю.В. Редуцкого [34], Д.В. Курганова [28] и др., однако прикладные задачи, с целью выполнения которых производится оценка гидродинамической связи между скважинами, механизмы выбора исходных данных для анализа и сами объекты разработки в публикациях разных авторов значительно различаются, что не позволяет регламентировать использование унифицированного

алгоритма для решения геолого-технических задач. Таким образом, данная работа направлена на адаптацию концепции корреляционного анализа с целью определения степени интерференции нагнетательных и добывающих скважин в рамках оптимизации действующей системы разработки для рассматриваемого участка залежи месторождения X и на оценку адекватности полученной математической модели по сравнению с принятыми в качестве фактических результатами трассерных исследований.

2 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

Район рассматриваемого месторождения расположен в южной части Торгайской низменности, в центральной части Республики Казахстан.

Месторождение является частью Южно-Торгайского бассейна, приуроченной к крупной вытянутой в субмеридиальном направлении рифтообразной депрессии, сформированной к востоку от Каратауских гор, между Улытауским антиклинорием и Нижне-Сырдарьинским сводом.

Важно отметить, что объект исследования представлен тремя тектоническими элементами: Жиланшикский прогиб – на севере, Арыскупский прогиб – на юге и расположенная между ними Мынбулакская седловина.



Рисунок 2.1 – Расположение бассейнов Северного и Южного Торгая на карте Казахстана

[Абиров Р.Ж., 2016]:

1 — Арыскупский прогиб, 2 — Жиланшикский прогиб, 3 — Мынбулакская седловина.

С северной и восточной сторон впадина обрамлена возвышенностями с пологими склонами с северо-запада и с запада плато спускается в котловину в виде крутого уступа.

Юго-западная часть низменности представлена массивными песками золотого происхождения, среди которых явно выделяется самый большой – пески Арыскуп.

Рассматриваемый район расположен в степной засушливой зоне без круглогодичного доступа к воде, чем обосновано отсутствие поблизости населенных пунктов, кроме расположенного в 60 км от месторождения вахтового поселка Кумколь и удаленного на 190 км поселка Сатпаево.

Почвы района месторождения представлены преимущественно серо-бурыми суглинками и песками. Грунтовые воды залегают на глубине более 100 метров.

2.1 Стратиграфия

Геологическое строение района месторождения представлено двумя залегающими на поверхности протерозойского, на отдельных блоках палеозойского, фундамента структурными этажами: нижний – тафрогенный (рифтогенный) и верхний – платформенный.

Нижний структурный этаж представлен грабенами, сложенными породами юрского возраста, разделенными горстообразными выступами палеозойских пород.

Верхний этаж сложен терригенными породы юрского, мелового и палеоген-неогенового возраста, перекрывающими низзалегающие палеозойские выступы и грабен-синклинали между ними (Рисунок 2.2).

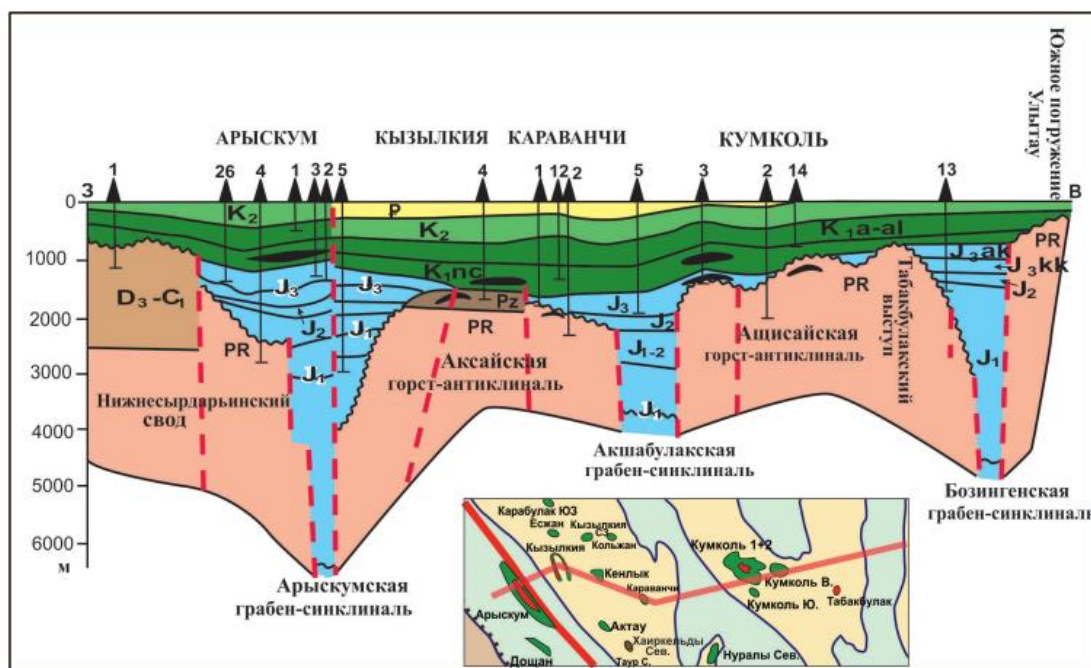


Рисунок 2.2 – Геологический профиль вкрест простирания Южно-Торгайского бассейна [Турков О.С., 2020]

Стратиграфическое расчленение разрезов пробуренных скважин произведено по комплексу геофизических исследований скважин (ГИС) с привлечением литологического описания керна и в основном на основе сопоставления с разрезами скважин соседних площадей, где каротажные разрезы привязаны по данным фаунистических и споро-пыльцевым анализам.

Породы фундамента протерозойского возраста вскрыта скважинами на максимальную глубину 2557 м и представляют собой гнейсы, глинистые сланцы, реже гравелиты и брекчии. Максимальная вскрытая толщина фундамента равна 109 м в скважине 11.

Выступы плотных крепких метаморфических пород фундамента фиксируются по кровлям горизонтов юрской и меловой систем с убыванием их площади вверх по разрезу.

Ниже приводится краткое описание стратиграфических комплексов.

Мезозойская эратема (MZ)

Мезозойская эратема в пределах месторождения включает в себя породы юрского и мелового периодов.

Юрская система (J)

Юрская система расчленяется на три отдела: нижний – в составе сазымбайской и айбалинской свит, средний – в составе дощанской и карагансайской свит и верхний – в составе кумкольской и акшабулакской свит.

Нижний отдел (J1)

Нижний отдел в пределах площади месторождения отсутствует.

Средний отдел (J2)

Средний отдел в пределах месторождения развит в северо-восточной части рассматриваемой площади и включает в свой состав дощанскую и карагансайскую свиты.

Дощанская свита (J1-2d). К ней относится пачка базальных отложений в основании карагансайской свиты, совокупная толщина которых составляет до 70 м. Свита, представлена песчаниками разномзернистыми (в основном среднезернистыми), плохо отсортированными, кварц-полевошпатовыми, алевритистыми с прослоями гравелитов и песчаных алевролитов с гравием. Породы-коллекторы объединены продуктивным горизонтом Ю-IVd. Толщина свиты составляет от 9 м (скв. 6) до 71 м (скв. 14).

Карагансайская свита (J2 kr) представлена темно-серыми аргиллитами, прослоями сильно глинистых алевролитов, в верхней части (до 15 км) переходящими в тонко рассланцованные, обогащенные битумом (горючие сланцы). Толщина увеличивается с удалением от границы выклинивания от 24 до 222 м. Свита является флюидоупором над дощанской свитой. В разрезе караганской свиты отложений выявлен продуктивный горизонт – Ю-IVkr.

Толщина среднего отдела в составе обеих свит изменяется от 9 до 222 м, в основном, за счет изменения толщины карагансайской свиты.

Верхний отдел (J3)

Разрез верхнеюрских отложений по разломам поверхности фундамента обрамляет наиболее поднятую часть фундамента в его крыльевых частях, а также повсеместно распространен на площади выступа, разделяющего Центрально-Северо-Акшабулакские мульды.

Верхнеюрский отдел представлен двумя свитами.

Кумкольская свита (J3kt). В районе она расчленяется на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя подсвита (J3kt1) развита только в грабен-синклиналиях и литологически представлена темно-серыми аргиллитоподобными глинами толщиной от 31 до 48 м.

Средняя подсвита (J3kt2) идентифицируется только на центральном выступе и имеет толщину порядка 50-110 м. В нижней части подсвиты, представленной разнотернистыми песчаниками, переходящими в гравелитистые песчаники и гравелиты с глинистым цементом, выделен продуктивный горизонт Ю-III.

Верхняя часть подсвиты, представленная озёрными глинами толщиной от 10 до 60 м, является покрывкой, а её кровля - реперной поверхностью.

Верхняя подсвита кумкольской свиты (J3kt3) имеет более широкое распространение, и выклинивается к наиболее поднятым частям выступам фундамента (скв. 1, 2, 4, 5, 6, 7, 9, 13, 14, 15, 16, 19). Данное стратиграфическое подразделение в рамках рассматриваемого района представлено серыми глинами, глинистыми алевролитами и по большей части мелкозернистыми песчаниками с глинистым или базальтовым цементом.

Общая вскрытая толщина рассматриваемой свиты в стратиграфическом плане изменяется от 123 до 244 м.

Акшабулакская свита (J3a) в рамках месторождения X имеет более широкое распространение и также выклинивается в юго-западной части фундамента.

Верхняя подсвита сложена глинистыми алевролитами и глинами с отдельными прослоями песчаника и имеет толщину, изменяющуюся в зависимости от места измерения, в пределах от 30 до 100 метров.

Породы нижней подсвиты имеют зеленовато-серую окраску и в основном представлены алевролитами с прослоями маломощными прослоями песка. Толщина пачки изменяется от 20 до 32 м и приурочена продуктивному горизонту Ю-0. В основании свиты развит слой (10-16 м) глины, местами содержащий прослойки алевролита и мелкозернистого песка.

В некоторых районах общая вскрытая толщина свиты составляет порядка 200 м.

Меловая система (К)

Отложения меловой системы в районе работ представлены нижним и верхним отделами.

Нижний отдел (К1)

Нижний отдел расчленяется на даульскую свиту неокома, толщу апта-нижнего альба, карачетаускую свиту альба, кызылкиинскую свиту верхнего альб-сеномана.

Даульская свита (K1nc) расчленяется на две подсвиты: нижнюю и верхнюю.

Нижнедаульская подсвита (K1nc1) в свою очередь представлена двумя отличными по литологии пород горизонтами: нижний (арыкумский) и верхний.

Арыкумский горизонт (K1nc1ar) в рамках района месторождения представлен повсеместно. Общая толщина горизонта в пределах площади (в полном стратиграфическом объеме) постепенно и равномерно уменьшается в юго-западном направлении от 150-180 м (скв. 14, 200) до 62 м (скважина 30). Детальной корреляцией установлено, что сокращение толщины носит региональный характер, обусловлено как послойным сокращением (в основном нижней части разреза), так и последовательным выпадением слоев

снизу вверх. Последнее связано с трансгрессивным осадконакоплением и расширением площади осадконакопления в арыкумское время.

На большей части площади арыкумский горизонт разделяется на две толщи. Верхняя толща представлена коричневыми алевритистыми глинами и слоем глинистого алевролита в кровле горизонта. Толщина его относительно постоянна, с незначительным сокращением в юго-западном направлении.

Нижняя толща в северо-восточной части площади представлена ритмичным переслаиванием слоев коричневых глинистых алевролитов и алевритистых глин, с прослоями песчаников и гравелитов коричневой и серой окраски, отложившимися в прибрежной части обширного мелководного бассейна.

Песчаники мелкозернистые (на северо-востоке) и средне-мелкозернистые, алевритистые, с примесью мелкого гравия, переходят в нецементированные пески, иногда сцементированы глинисто-карбонатным цементом. Гравелиты песчанистые, алевритистые, на карбонатном и глинисто-карбонатном цементе.

Образование природных резервуаров арыкумского горизонта на выделенной нами площади происходило последовательно в направлении с северо-востока на юго-запад.

Кровля арыкумского горизонта является репером, а также опорным ОГ-Пар.

Верхний горизонт *нижнедаульской подсвиты (K1nc12)* представлен прослоями коричневых глин и является региональным флюидоупором с толщиной от 130 до 160 метров.

Верхнедаульская подсвита (K1nc2) в нижней своей части сложена коричневыми песками и песчаниками, в то время как в верхней части разреза доминирующее положение имеют глинистые алевролиты и глины.

Отложения *апт-нижнего альба (K1a-all)* преимущественно сложены серыми и коричневыми глинами и также служат в роли флюидоупора над коллекторами вышележащей подсвиты.

Карачетауская свита (K1a11-2) сложена разнозернистыми песками, в нижней части гравелитами и галечниками, в средней части со слоями темно-серых глин.

Кызылкиинская свита (K1-2a13) сложена глинами и глинистыми алевролитами со слоями песчаников и песков, преимущественно в средней части. Толщина 117-271 м.

Верхний отдел (K2)

Верхний отдел представлен нерасчлененной толщей турон-сенона. Отложения турон-сенона (*K2t-sn*) сложены в верхней и нижней частях серо-цветными морскими, в средней части пестроцветными глинами, алевролитами, песками и песчаниками. Турон трансгрессивно и с размывом залегает на кызылкиинской свите. Толщина отложений 369-635 м.

Кайнозойская эратема (MZ)

Кайнозойская эратема в пределах месторождения включает в себя породы палеогенового периода.

Палеогеновая система (P)

Нерасчлененные отложения системы в основной части представлены морскими зеленовато-серыми глинами, в нижней части также мергелями (190-250 м) палеоцена и эоцена, в верхней части красно-коричневыми глинами олигоцена (до 100 м). Перекрыты суглинками и супесями четвертичной системы (до 20 м). Толщины изменяются в зависимости от глубины среза четвертичными отложениями.

2.2 Тектоника

В тектоническом отношении рассматриваемое месторождение расположено в прогибе Арыскуп Южно-Торгайской разломно-опущенной депрессией мезозойского возраста котловины (впадины), которая представляется связующим элементом между расположенной на западе Туранской и граничащей с ней на северном направлении Западно-Сибирской.

Формирование впадины с учетом ее промежуточного положения происходило под влиянием тектонических процессов Туранской и Центрально-Казахстанской структурных зон.

Впадина ограничена седловиной Костанай с севера, седловиной Каратан с юга, Сырдарьинской антиклиналью с запада, Улытауским антиклинорием с востока.

Территория месторождения занимает площадь выступа, расположенного в центральной части Аксайской горст-антиклинали, разделяющей Арысскую и Акшабулакскую грабен-синклинали (Рисунок 2.3).

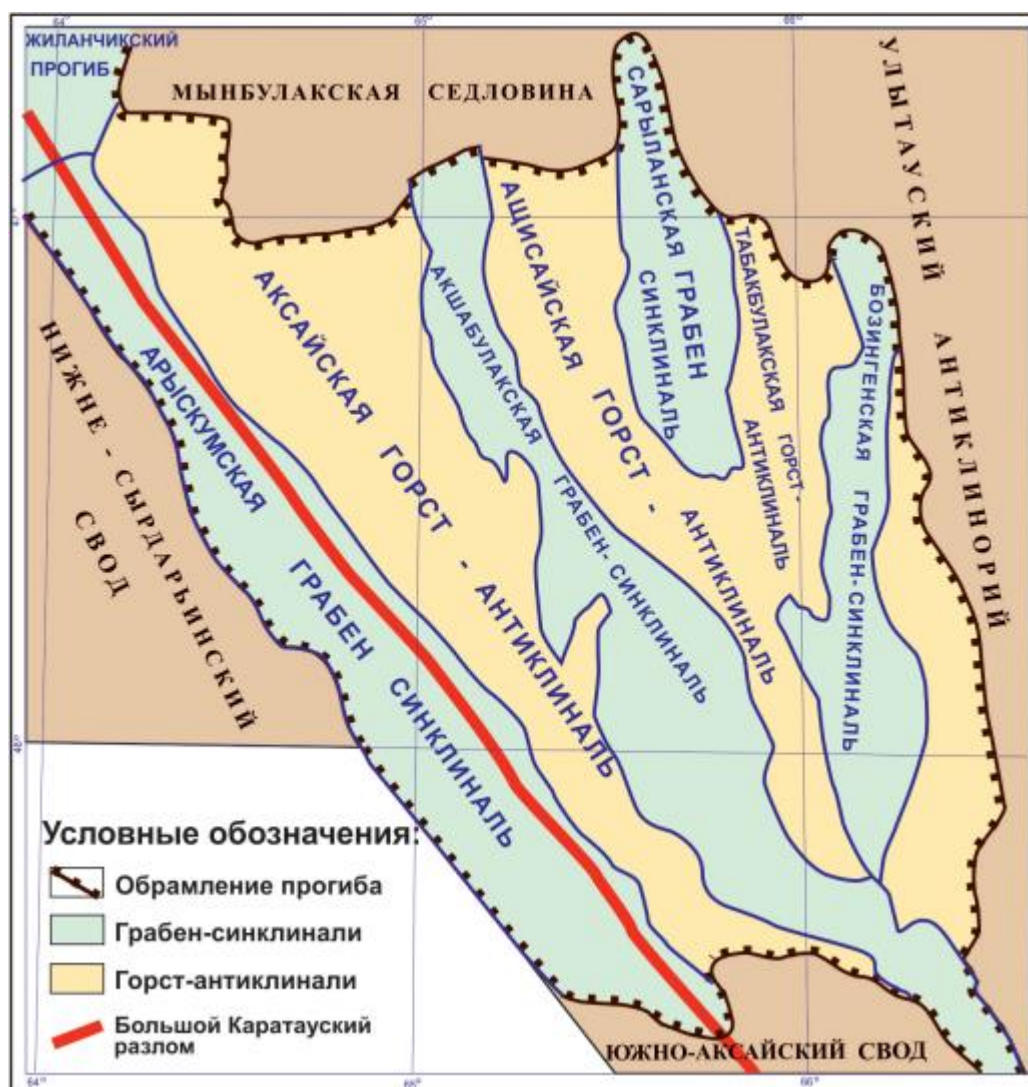


Рисунок 2.3 – Тектоническая схема Южно-Торгайского бассейна [Турков О.С., 2020]

В объеме осадочного слоя выявлено множество брахиантиклиналей, нарушенных сбросами. Особенностью осадочного чехла на Западе является наличие крупного Арыскупского грабена и Большого Каратауского тектонического разлома.

Основными складчато-глыбовыми структурами площади являются Центральное, Западное и Восточное поднятие, условно разделенные между собой стратиграфическими и тектоническими нарушениями. Указанные выше структурные элементы представляют выступы (горсты), имеющие северо-западное направление, согласующееся с общим региональным структурным планом бассейна.

Западное поднятие приурочено к наиболее поднятой части поверхности фундамента и представляет собой брахиантиклиналь сложной конфигурации. По замкнутой изогипсе минус 1570 м имеет размеры 12,3 x 10,3 км и амплитуду 115 м.

В пределах Центрального поднятия выделяется антиклинальная структура, осложненная субмеридиональными тектоническими нарушениями.

Тектоническими нарушениями F1 и F3 структура разделена на три блока: Блок I западный опущенный; блок II центральный приподнятый и блок III восточный опущенный.

Блок I структуры представляет собой полуантиклиналь и по замыкающей изогипсе минус 1710 м имеет размеры 8 x 13 км при амплитуде 90 м. Блок II представляет собой антиклинальную структуру субмеридионального простирания и имеет размеры 10 x 2,5 км, амплитуду до 40 м. Блок III представляет собой опущенное крыло структуры Центрального блока.

В целом особенности тектонического строения месторождения, установленные по данным сейсмических исследований 3D подтверждены и уточнены результатами бурения. Геологическое строение по кровле коллекторов продуктивных горизонтов и структуры по отражающим горизонтам в плане совпадают.

2.3 Нефтегазоносность

Промышленная нефтегазоносность месторождения связана с нижнеэокомскими (горизонты М-II-1, М-II-2, М-II-3, М-II-4), верхнеюрскими (горизонты Ю-0', Ю-0, Ю-I, Ю-II, Ю-III-1, Ю-III-2) и среднеюрскими (горизонт Ю-IV-к, Ю-IV-d) отложениями.

Возраст	Мощность, м	Литология	Нефтегазоносные комплексы (НГК)	Палеонтологическая и палинологическая характеристика
N ₂ -Q	До 150 м			
P	0-500		Зональный флюидоупор	Фораминиферы, остракды, моллюски, зубы акул
K ₁₊₂	500-1500		Зональный флюидоупор (K1a3-K2a)	Фораминиферы; Споры и пыльца: Selaginellaceae, Rouseisporites, Aurosporites, Kuprilampollis, Vacuopollis, Cicatricosisporites, Gleichenioidites и др.
			Нижнеэокомский продуктивный горизонт	
J ₃	0-650		Региональный флюидоупор (K1nc1)	Пыльца: Classopollis, Cyathidites minor Coup., Gleichenia lacta Bolch. и др. Споры: Cyathidites minor Coup., Cyathidites sp. и др.
			Средне-верхнеюрский продуктивный горизонт	
J ₂	0-1100			Пыльца: Classopollis, Pinaceae, Spherpollenites psilatus psilatus Coup., Sph. scabratus Coup., Shizosporis sprigii Cook. Споры: Cyathidites minor Coup. и др.
J ₁	0-1600		Нижнеюрский продуктивный горизонт	Пыльца: Circulina-C. meyeriana Klaus, Circulina sp. (38-59%), Classopollis (до 10%), а также Pinaceae и др. Споры: Cyathidites, Leiotriletes и др.
RZ ₂₊₃	0-3000?		Верхнепалеозойский перелективный НГК	Фораминиферы: Radiosphaera, Visinesphaera и др.
PR	до 400		Зональный НГК коры выветривания метаморфитов	

Рисунок 2.4 – Схематизированный типовой разрез Южно-Торгайской впадины

[Турков О.С., 2020]

Нижненеокомские продуктивные горизонты

Газонефтяной горизонт М-II-1 и нефтяной горизонт М-II-2 развиты в пределах Центрального поднятия; нефтяной горизонт М-II-3 и газонефтяной М-II-4 развиты в пределах Западного поднятия.

Площадь Западного поднятия

Горизонт М-II-4. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 22 скважинах. В пределах горизонта выделена одна газонефтяная залежь, расположенная в юго-западной части поднятия. Залежь – пластово-сводовая сложного строения, литологически экранированная с севера и северо-востока зоной фациального замещения.

Горизонт М-II-3. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 23 скважинах. Горизонт по кровле коллектора имеет сложную, веерообразную форму, расширенную с северо-востока на юго-запад, в своде примыкающую к выступу фундамента, в южной части развит малоамплитудные сбросы F1 и F2 юго-западного простирания, разделяющий горизонт на три разные части. В пределах горизонта выделены четыре нефтяные и одна газонефтяная залежи:

Первая брахиантиклинальная залежь расположена в западной части горизонта. Вторая залежь на юго-западе горизонта стратиграфически экранирована поверхностью фундамента с востока и тектонически экранирована сбросом F1 с юга. Третья залежь на юге стратиграфически экранирована поверхностью фундамента и тектонически экранирована сбросами F1 и F2 с северо-запада и северо-востока. Четвертая залежь на юге стратиграфически экранирована поверхностью фундамента с северо-запада и тектонически экранирована сбросом F1 с юга-запада. Пятая залежь на северо-востоке стратиграфически экранирована поверхностью фундамента с северо-запада.

Площадь Центрального поднятия

Горизонт М-II-2. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 13 скважинах. По кровле коллектора горизонт представляет собой антиклиналь, осложненную разрывными нарушениями F1 с запада и F3 с востока и разделенную на два блока.

В пределах горизонта выделена пластовая нефтяная залежь, приуроченная к тектоническому блоку II, ограниченная с северо-запада и с северо-востока литологически экранированная зоной фациального замещения и поверхностью фундамента с юга.

Горизонт М-II-1. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 24 скважинах. Горизонт по кровле коллектора представляет антиклинальную структуру, разделенную разрывными нарушениями F1 и F3 на три блока.

В интервале горизонта выделены газонефтяная и нефтяная залежи, разделенные разрывными нарушениями и приуроченные к тектоническим блокам I и II. В блоке I залежь полусводовая нефтяная, тектонически-экранированная разрывным нарушением F1 с востока и частично литологически глинами на северо-западе. В блоке II залежь сводовая нефтегазовая, тектонически-экранированная разрывными нарушениями F1 и F3, частично литологически глинами на северо-востоке и на юге.

Верхнеюрские продуктивные горизонты

На анализируемом месторождении продуктивные горизонты верхней юры приурочены к отложениям акшабулакской свиты (Ю-0), верхнекумкольской подсвиты (Ю-I, Ю-II) и среднекумкольской подсвиты (Ю-III).

Верхнеюрские продуктивные горизонты отличаются резкой литологической изменчивостью разреза, невыдержанностью эффективных толщин.

Площадь Центрального поднятия

Горизонт Ю-0. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт 14 скважинами. Горизонт по кровле коллектора представляет антиклинальную структуру, ограниченную разрывными нарушениями F1 и F3 с запада и востока, разделенную на два блока.

В пределах горизонта выделены 2 нефтяные залежи, приуроченные к тектоническому блоку II. Первая залежь – нефтяная, тектонически-экранированная разрывным нарушением F3 с востока, литологически экранирована зоной фациального замещения с северо-запада. Вторая залежь – нефтяная пластовая, тектонически-экранированная разрывным нарушением F1 с северо-запада, литологически экранирована с северо-востока зоной фациального замещения и с юга поверхностью фундамента.

Горизонт Ю-0. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 26 скважинах. Рассматриваемый продуктивный горизонт и связанные с ним залежи установлены на площади Центрального и Западного поднятий. Горизонт в пределах Центрального поднятия по кровле коллектора представляет антиклинальную структуру, разделенную разрывными нарушениями F1 и F3 на три блока. Горизонт отделён от отложений меловой системы глинистой пачкой юрского возраста, толщина которой меняется от 25 до 100 м. Коллектора горизонта в пределах блоков I и III водонасыщены.

К тектоническому блоку II в интервале горизонта приурочены 2 нефтяные залежи. Залежь первая нефтяная антиклинальная, тектонически-экранированная разрывным нарушением F1 с северо-запада и с востока разрывным нарушением F3. Залежь вторая нефтяная пластовая, сводовая, изометричная.

В пределах Западного поднятия горизонт приурочен к выступу фундамента и имеет сложную форму. К выступам фундамента примыкают третья и четвертые залежи нефти. Залежь третья нефтяная, стратиграфически экранированная поверхностью фундамента. Залежь четвертая сводовая нефтяная стратиграфически экранирована поверхностью фундамента.

Горизонт Ю-I. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 25 скважинах. Продуктивный горизонт по кровле коллектора представляет антиклинальную структуру, разделенную разрывными нарушениями F1 и F3 на три блока. Коллектора горизонта в пределах блоков I, III и в южной части II блока водоносные.

В блоке II залежь нефтяная, тектонически-экранированная разрывными нарушениями F1 с северо-запада и F3 с северо-востока, разделенная разрывным нарушением F2 на две зоны: Залежь 1-ой зоны тектонически экранирована с северо-запада и с востока разрывными нарушениями F1 и F2. Залежь 2-ой зоны тектонически экранирована с северо-запада разрывным нарушением F2.

Горизонт Ю-II. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 26 скважинах. Продуктивный горизонт по кровле коллектора представляет антиклинальную структуру, разделенную разрывными нарушениями F1 и F3 на три блока. Коллектора горизонта в пределах блоков I, III водоносные.

В интервале горизонта выделены одна нефтяная и одна газовая залежи, приуроченные тектоническому блоку II. Первая залежь – полусводовая нефтяная, тектонически экранирована с северо-запада разрывным нарушением F2. Залежь вторая – газовая, приуроченная к поверхности фундамента с юга.

Горизонт Ю-III-1. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 20 скважинах. Горизонт по кровле коллектора представляет антиклинальную структуру, разделенную разрывными нарушениями F1 и F3 на три блока. Коллектора горизонта в пределах блоков I, III водоносные.

В интервале горизонта выделена одна нефтяная залежь, приуроченная к южной части тектонического блока II. Залежь нефтяная, экранированная поверхностью фундамента с юга-запада.

Горизонт Ю-III-2. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 11 скважинах. По кровле коллектора горизонт представляет собой антиклиналь, разделенную с северо-запада сбросом F1 на два блока. Коллектора горизонта в пределах блока I водонасыщенные. Продуктивным является блок II, который разделен на три зоны разрывными нарушениями F2 и F3. Первая зона – водоносная, продуктивные залежи приурочены ко второй и третьей зонам.

В пределах второй зоны развита газонефтяная залежь, тектонически-экранированная с северо-запада и востока разрывными нарушениями F2 и F3. В пределах третьей зоны развита нефтяная залежь, тектонически-экранированная с северо-запада и востока разрывными нарушениями F2 и F4, с юга стратиграфически экранирована выступом фундамента.

Площадь Восточного поднятия

В пределах Восточного поднятия выявлен горизонт Ю-IV зона развития, которого ограничена из-за влияния поднятия подошвы фундамента.

Горизонт Ю-IV-к. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 5 скважинах. В пределах горизонта выделена одна газонефтяная залежь, экранированная с северо-запада и востока поверхностью фундамента и частично литологически ограничена зоной фациального замещения с севера и юга.

Горизонт Ю-IV-d. В процессе разведочного и эксплуатационного бурения горизонт вскрыт в 3 скважинах. В пределах горизонта выделена одна газонефтяная залежь, стратиграфически экранированная с юго-запада выступом фундамента.

3 АНАЛИЗ ПРОВЕДЕННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ВНЕДРЕНИЮ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

В нефтяных коллекторах после заводнения остаются значительные объёмы неохваченного вытеснением углеводорода, что приводит к низким значениям суммарной добычи. Закачиваемая в пласт вода фильтруется в направлении добывающих скважин по пути наименьшего сопротивления, обычно через каналы высокой проницаемости, ввиду чего прочие зоны участка остаются неохваченными процессом заводнения, что приводит к снижению степени извлечения нефти.

Для решения задачи повышения нефтеотдачи пласта путем увеличения коэффициента охвата на рассматриваемом месторождении проведены мероприятия по полимерному заводнению с целью выравнивания коэффициентов подвижности нефти и закачиваемой воды для установления равномерного распределения закачки по площади горизонта.

3.1 Предпосылки для проведения полимерного заводнения

Мониторинг параметров разработки месторождения выявил наиболее проблемные участки с точки зрения увеличения обводненности и снижения продуктивности скважин. Причины проблем на каждом участке разные: это и снижение энергетики пласта, и подтягивание подошвенных и законтурных вод, и появление высокопроницаемых каналов в направлениях от нагнетательных к добывающим, однако ни реализация внутриконтурного заводнения, ни проведение ремонтно-изоляционных работ, ни точечное применение гидроразрыва пласта и соляно-кислотных обработок не возымели долгосрочного положительного эффекта и не стали решением существующих проблем [24].

Обращение к третичным методам увеличения нефтеотдачи пластов требовало серьезного анализа их эффективности и целесообразности. С этой

целью был проведен геолого-промысловый анализ разработки горизонтов, произведен первичный выбор перспективных участков, детально изучены ранее осуществленные ГТМ и проведены специальные трассерные исследования для определения степени гидродинамической взаимосвязи между скважинами, приуроченными к опытному участку, и для выявления доминирующих направлений фильтрации жидкости в пласте [32].

3.2 Обоснование выбора участка для проведения опытных работ по полимерному заводнению

При проектировании полимерного заводнения оптимальным является выбор схемы размещения скважин, при которой полимерное заводнение вызовет наиболее быстрый отклик в добывающих скважинах, потому важно также учитывать следующие входные данные: расположение скважин относительно друг друга, расстояние между ними, их тип – добывающая или нагнетательная [46, 48].

Для определения применимости полимерного заводнения в пластах необходимо было идентифицировать целевые пласты, обладающие низкой эффективностью охвата заводнением, и определить являются ли параметры данных пластов приемлемыми для применения метода полимерного заводнения. С этой целью были проанализированы геологические разрезы, данные геофизических исследований, специального анализа керна, лабораторных исследований пластовых жидкостей и история эксплуатации для скважин-кандидатов [36].

Критерии подбора участков для полимерного заводнения и условия их выполнения представлены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Критерии подбора участков для полимерного заводнения

Критерий	Условие пригодности	Источник информации
Литология	Песчаники, низкое содержание глины	Каротаж, условия осадконакопления, геологические разрезы
Неоднородность пласта	Средняя. Хорошая выдержанность пласта с подходящим значением вертикальной проницаемости	Каротаж, условия осадконакопления, геологические разрезы
Проницаемость	От 50 мД до 100Д	Эксплуатационные испытания, анализ керна
Пористость	>15 % в среднем	Каротаж, анализ керна
Температура	Ниже 90°С	
Приемистость	Высокая, не образуя трещин в пласте	Эксплуатационные испытания
Водоносная зона	Закачка должна быть неглубокой в водоносную зону, чтобы предотвратить растворение	Расположение скважины, каротаж для контакта нефть/вода
Текущая нефтенасыщенность	>20 %	Специальный анализ керна по определению остаточной нефтенасыщенности или расчетным методом (характеристики вытеснения, моделирование, объемный метод и т.д.)
Обводненность	По ситуации: высокая обводненность позволяет при помощи полимерного заводнения сделать проект экономически выгодным. Но низкая обводненность, возможно, приведет к более высоким значениям объема остаточной нефти	Анализ истории разработки/диаграммы истории разработки
Уровень минерализации	<250 г/л	Анализ образцов

В рамках планирования процесса полимерного заводнения для проведения опытных работ был рассмотрен объединенный сектор скважин №26 и №106, приуроченных к одной залежи горизонта М-II-3.

Коллектора горизонта М-II-3 сложены мелко-среднезернистыми песчаниками и алевролитами. Пористость коллекторов по данным анализа керна составляет в среднем 16,6 %, проницаемость – в среднем 403 мД. Песчаность коллектора составляет 0,355 д.ед, коэффициент расчлененности 5,2. Пластовая температура – 81 °С.

Нефть легкая и имеет низкую вязкость в пластовых условиях – 1 сП, которая, однако, превышает значения вязкости воды – 0,445 сП, потому для успешного выравнивания подвижностей достаточно небольшого повышения вязкости закачиваемого агента [53]. В Таблице 3.2 представлены подсчетные параметры опытного участка скважин, полученные при создании геологической модели.

Таблица 3.2 – Подсчетные параметры опытного участка

Пласт	Участок скважин	Площадь нефтеносности, тыс. м ²	Ср. эфф. нефтенасыщенная толщина, м	Объем нефтенасыщенных пород, тыс. м ³	Коэф. пористости, д.ед.	Коэф. нефтенасыщенности, д.ед.	Плотность нефти, г/см ³	Нач. балансовые запасы нефти, тыс. т
М-II-3	26	1350	16	21620	0.152	0.45	0.85	994
М-II-3	106	930	13.5	12589	0.157	0.45	0.85	605

Средние значения приемистости по скважине №26 составляют 282 м³/сут, по нагнетательной скважине №106 – 118 м³/сут. В качестве первоочередных скважин, реагирующих на закачку полимеров для участка нагнетательной скважины 26 определен первый ряд скважин 49, 62, 71, 93, 107, 209; для участка нагнетательной скважины 106 определен первый ряд скважин 49, 62, 71, 93, 96. Средняя обводненность реагирующих добывающих скважин составляет 78%. Расстояния от реагирующих скважин до нагнетательных скважин 26 и 106 представлены в Таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расстояния от реагирующих добывающих до нагнетательных скважин 26,106

Участок нагнетательной скважины 26						
Номера реагирующих добывающих скважин	49	62	71	93	107	209
Расстояние до нагнетательной скважины, м	742	1291	632	885	790	910
Участок нагнетательной скважины 106						
Номера реагирующих добывающих скважин	49	62	71	93	96	
Расстояние до нагнетательной скважины, м	1030	930	700	642	1005	

3.3 Исследование пласта индикаторным методом на участках нагнетательных скважин 26 и 106

По горизонту М-П-3 для получения данных о взаимодействии скважин и приблизительной оценки распространения фронта распространения закачиваемой жидкости были проведены трассерные исследования на двух участках нагнетательных скважин (скв. 26, 106). С учетом особенностей геологического строения и условий разработки рассматриваемого месторождения в качестве индикаторов были использованы два химических водорастворимых реагента: флуоресцеин натрия и гексацианоферрат. Рисунок 3.1 иллюстрирует сводную схему основных трасс индикаторов флуоресцеина натрия и гексацианоферрата.

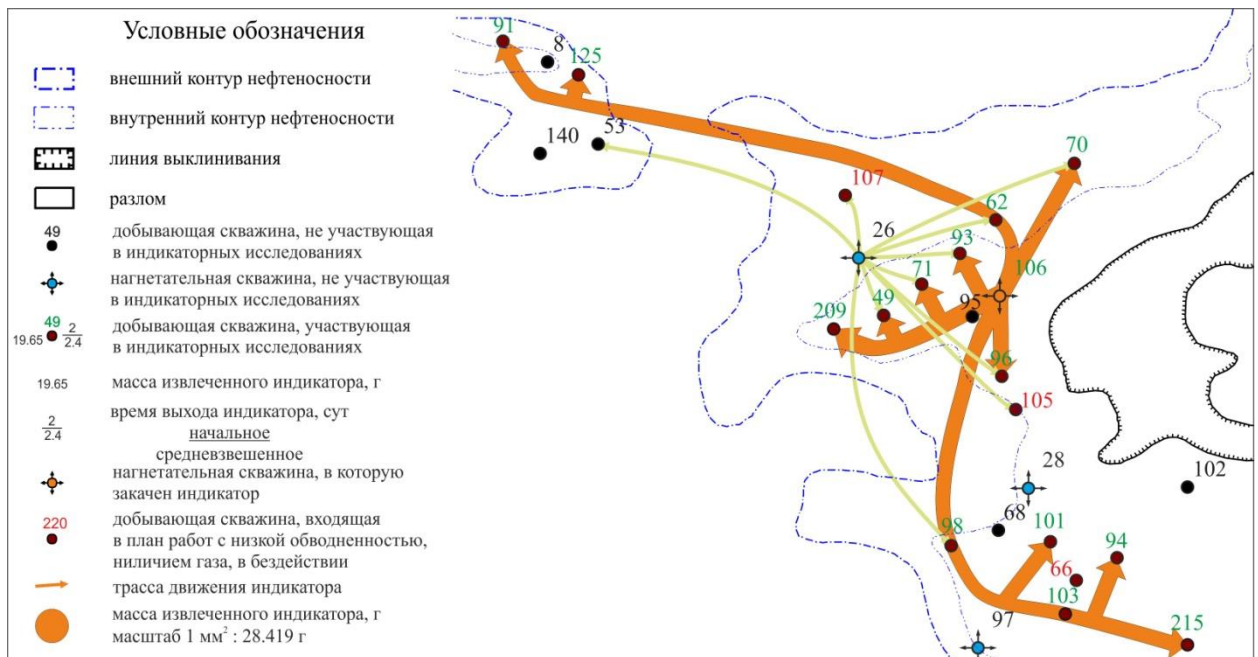


Рисунок 3.1 Сводная схема основных трасс индикаторов флуоресцеина натрия и гексацианоферрата (район нагнетательных скважин 26, 106), горизонт М-П-3
[Нестеркин А.А., 2014]

Для того, чтобы количественно выразить степень связи между нагнетательной и добывающими скважинами были осуществлены расчеты с целью определения следующих параметров: проницаемость промытых каналов, скорость перемещения трассера по высокопроводящим каналам, распределение скважин по массе и объёму вынесенного трассера, суммарный объём каналов, соединяющих скважины. Результаты обработки индикаторных исследований приведены в Таблицах 3.4 и 3.5 для нагнетательных скважин № 26 и № 106 соответственно.

Таблица 3.4 – Результаты обработки индикаторных исследований (скважина №26)

№№ скв.	Расстояние до скважины, м	Скорость прохождения трассера, м/сут	Проницаемость канала, мкм ²	Объем канала, м ³	Суммарная толщина трещин каналов, мм
49	742	742.00	362.56	492.00	23.68
53	2679	824.31	2008.23	1599.00	21.32
62	1291	2369.36	2031.84	478.33	13.23
70	2228	3762.84	4386.41	314.33	5.23
71	632	90.29	18.71	3444.00	178.67
93	885	625.91	302.25	724.33	27.28
96	1924	1489.55	1574.98	635.50	10.49
98	3669	12579.43	21497.85	143.50	1.19
105	2324	4290.46	5289.42	266.50	4.25
107	790	126.89	66.01	3073.69	127.57

Таблица 3.5 – Результаты обработки индикаторных исследований (скважина №106)

№№ скв.	Расстояние до скважины, м	Скорость прохождения трассера, м/сут	Проницаемость канала, мкм ²	Объем канала, м ³	Суммарная толщина трещин каналов, мм
49	1042	428	121	63	4.6
62	941	1077	213	127	11.7
70	1767	1648	701	17	1.1
71	700	438	94	37	4.2
91	5376	3270	5774	16	0.36
93	638	608	105	30	3.7
94	3418	2477	1636	0.1	0
96	1002	609	167	26	1.9
98	3145	3115	2360	5	0.2
101	3098	1473	1219	39	1.2
103	4007	4438	4083	10	0.2
125	4600	3271	5149	12	0.3
209	1510	1149	537	33	2.2
215	4641	3321	7049	3	0.1

По результатам выполненных расчетов были составлены розы-диаграммы, показывающие распределение средневзвешенных по объему скоростей и проницаемости (Рисунки 3.2. – 3.3., 3.5 – 3.6). На Рисунках 3.4 и 3.7. показаны схемы расположения скважин с нанесёнными суммарными толщинами каналов.

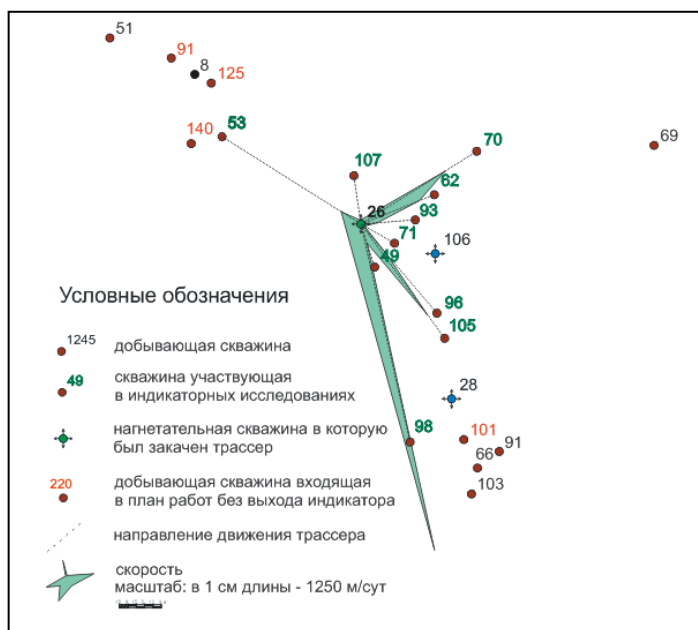


Рисунок 3.2 – Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему скоростей, участок нагнетательной скважины 26 [Нестеркин А.А., 2014]

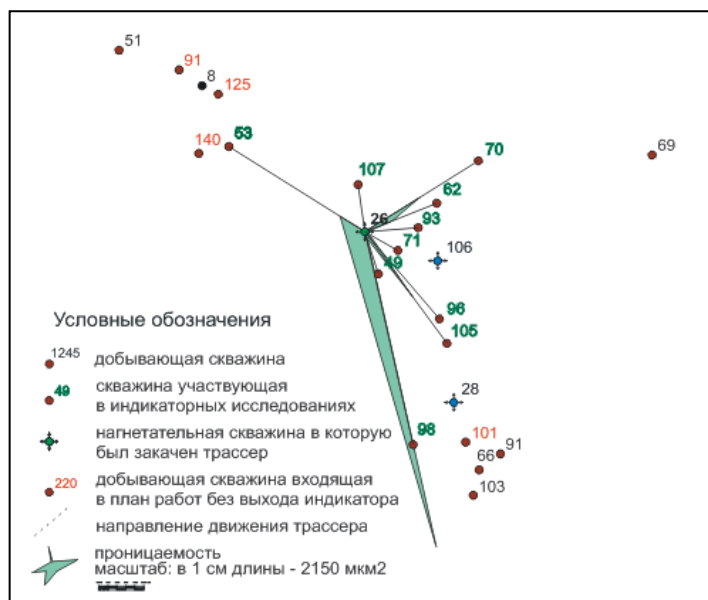


Рисунок 3.3 – Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему проницаемостей, участок нагнетательной скважины 26 [Нестеркин А.А., 2014]

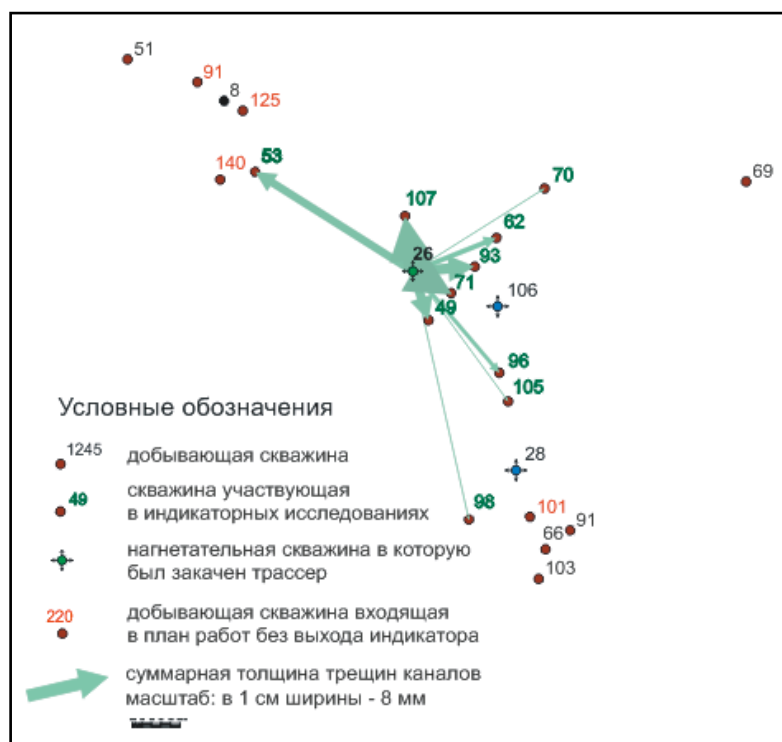


Рисунок 3.4 – Схема распределения суммарных толщин каналов, участок нагнетательной скважины 26 [Нестеркин А.А., 2014]

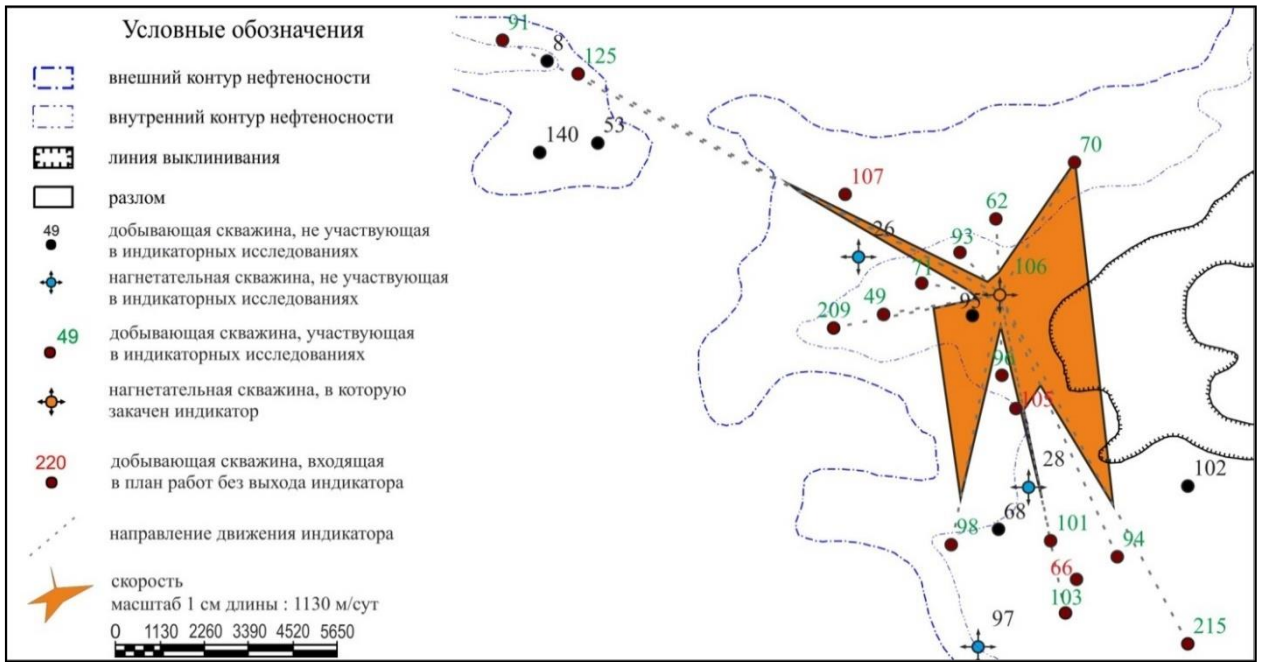


Рисунок 3.5 – Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему проницаемостей, участок нагнетательной скважины 26 [Нестеркин А.А., 2014]

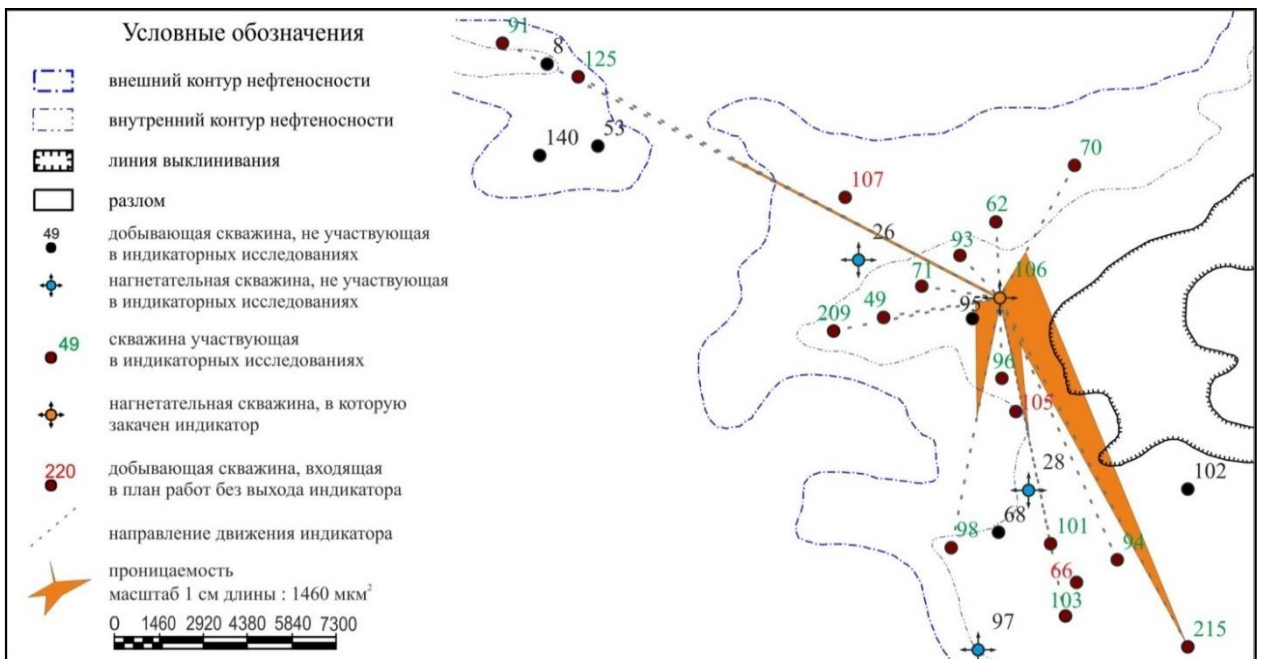


Рисунок 9.6 – Розы-диаграммы распределения средневзвешенных по объему проницаемостей, участок нагнетательной скважины 106 [Нестеркин А.А., 2014]

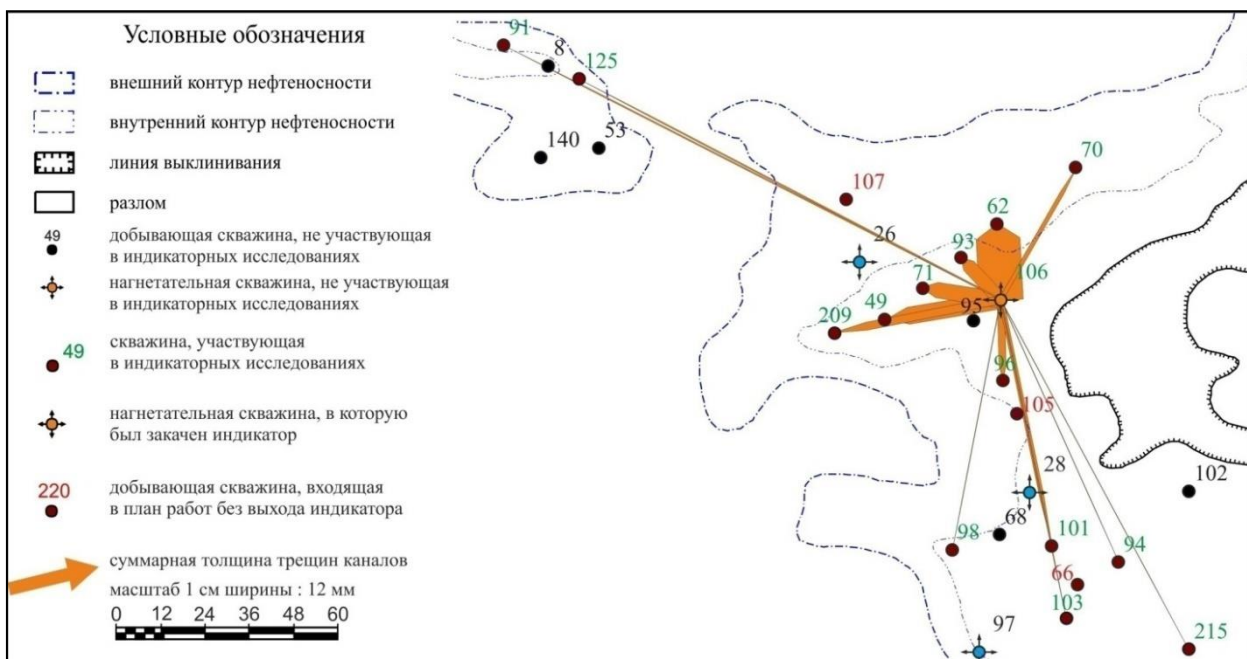


Рисунок 3.7 – Схема распределения суммарных толщин каналов, участок нагнетательной скважины 106 [Нестеркин А.А., 2014]

Сопоставляя полученные результаты исследований по горизонту М-II-3, отмечается изменение диапазона скоростей движения трассеров в одинаковых пределах, также выявлено снижение средней проницаемости при уменьшении мощности по рассматриваемым участкам в юго-восточном направлении.

Обобщая полученные результаты, можно сделать вывод, что проведенные трассерные исследования по горизонту М-II-3 подтверждают факт наличия гидродинамической связи между: 1) нагнетательной скважиной № 26 и добывающими скважинами №№ 53, 62, 70, 71, 96, 98; 2) нагнетательной скважиной №106 и добывающими скважинами №№ 62, 70, 91, 96, 98, 209; а также демонстрируют большие значения проницаемостей по некоторым направлениям, что свидетельствует о наличии промытых каналов – внутриконтурное заводнение в таких условиях невозможно и большинство традиционных ГТМ будут неэффективны.

Поэтому для решения подобных проблем было в первую очередь рассмотрено полимерное заводнение, как наиболее эффективный способ блокирования промытых высокопроницаемых длинных каналов, что приводит к

более равномерному распределению фронта полимерного заводнения по сравнению с фронтом обычного заводнения. Увеличение степени охвата заводнением в пласте приводит к увеличению и коэффициента извлечения нефти.

3.4 Реализация опытных работ по полимерному заводнению

На основании результатов проведенных исследований с последующей интерпретацией данных были выявлена неравномерность распределения закачиваемой в пласт воды, а также подтверждено наличие промытых каналов, что приводит к снижению коэффициента охвата пласта заводнением.

С учетом этого было рекомендовано проведение полимерного заводнения совместно с закачкой высоковязкой полимерной оторочки для создания равномерного распределения закачиваемой в пласт воды и увеличения эффективного охвата пласта. Изоляционные работы со сшивающими полимерными гелями не рекомендуются из-за риска блокировки средне и низкопроницаемых зон пластов.

Выбор подходящего для работ полимера был произведен из анализа 3-х основных параметров: температура пласта, проницаемость, соленость воды, которая используется для растворения полимера и закачки. Также в проекте закачки полимерной оторочки для опытного участка было учтено наличие трещин и высокопроницаемых каналов. Следовательно, чем больше вязкость при закачке, тем лучше результаты для увеличения эффективности охвата пласта, уменьшения эффекта возникновения прорывов языков воды и улучшения более однородного охвата пласта.

Всесторонне подходящим оказался высокомолекулярный терполимер акриловой кислоты марки AL5115VHM, обладающий высоким молекулярным весом и являющийся терполимером акриламид-акриловой кислоты. Состав данного полимера определяет его температурную устойчивость – 90 °С – и эффективность в водной среде.

Была разработана программа полимерного заводнения объединенного участка скважин № 26, 106, подразумевающая следующую комбинацию: закачка высоковязкой полимерной оторочки для блокирования высокопроницаемых водоносных каналов с целью отведения потока полимерного заводнения и предотвращения раннего прорыва с последующим стандартным полимерным заводнением для увеличения эффективного охвата по мере фильтрации в поровом пространстве скелета породы. Процесс закачки полимерного раствора должен осуществляться в течение длительного отрезка времени до заполнения $\frac{1}{3}$ - $\frac{1}{2}$ от порового объема коллектора [50].

В связи со сложностью и ответственностью проекта работы по внедрению проекта были разбиты на 3 части:

1. Опытно-промышленные исследования направленные на отработку технологии в условиях реального пласта. Определение максимальной и минимальной концентраций полимерного раствора. Мониторинг работы добывающих скважин. Продолжительность ОПИ – 3 месяца. Результат – анализ изменения режимов работы скважин, информационная записка по опытнo-промышленным работам.

2. Опытно-промышленные работы по созданию высоковязкой оторочки и проведению больше объёмной закачки полимеров в пласт. Продолжительность ОПР – 3 месяца. Результат – промежуточная оценка эффективности полимерного заводнения, включая определение дополнительно добытой нефти.

3. Продолжение опытнo-промышленных работ по полимерному заводнению с целью заполнения 30 % порового объёма участка и максимизации дополнительно добытой нефти. Продолжительность промышленных работ – данный этап продолжается по настоящее время. Результат – оценка эффективности полимерного заводнения. Подсчёт дополнительно добытой нефти, расчёт КИН.

Основные параметры реализованной программы полимерного заводнения на опытном участке нагнетательных скважин № 26 и № 106 приведены в виде Таблицы 3.6.

Таблица 3.6 – Основные параметры закачки полимера марки AL5115VHM

Дата	№ 26				№ 106			
	Закачка смеси, м3	Накопленная закачка, м3	Давление насоса, бар	Концентрация полимера на конец месяца, ppm	Закачка смеси, м3	Накопленная закачка, м3	Давление насоса, бар	Концентрация полимера на конец месяца, ppm
Июнь 2014	1349.1	1349.1	48.7	4000				
Июль 2014	4365.5	5714.6	45	6000	562.9	562.9	81.6	4000
Август 2014	4068.3	9782.9	45	6000	2571.9	2752.2	82.5	4000
Сентябрь 2014	3417.6	13200.5	47	6000	2189.3	5132.6	80.8	4000
Октябрь 2014	4621.1	17821.6	52.3	6000	2380.4	7015	84.5	4000
Ноябрь 2014	5008.3	22829.9	53.7	6000	1882.4	8766.2	84	4000
Декабрь 2014	5029.2	27859.1	52.9	4000	1751.2	11517.2	81.4	3000
Январь 2015	6310.3	34169.4	52.6	2500	2751	14053.4	87.3	2000
Февраль 2015	5672.8	39842.2	50.5	2000	2536.2	16856.6	83.5	2000
Март 2015	6281.6	46123.8	50.9	2000	2803.2	19449.8	83.5	2000
Апрель 2015	5868.2	51992	53.2	2000	2593.2	21677	82.3	2000
Май 2015	6111	58103	61.7	500	2227.2	23708.8	93.8	300
Июнь 2015	5968.5	64071.5	56.9	500	2031.8	25506.7	90.8	400
Июль 2015	6474.5	70546	64.5	500	1797.9	27394.7	95.3	200
Август 2015	8135.5	78681.5	66.3	500	1888	29361.4	95.8	200
Сентябрь 2015	6459.8	85141.3	61.23	500	1966.7	32837.1	95.3	200
Октябрь 2015	8346.4	93487.7	71.25	500	3475.7	37079.8	98.1	200
Ноябрь 2015	8102.7	101590.4	68.59	500	4242.7	41167.6	96.6	200
Декабрь 2015	8030.6	109621	71.86	500	4087.8	44908.3	94.7	200
Январь 2016	8211.2	117832.2	72.1	500	3740.7	48887.4	94.1	200
Февраль 2016	7916.4	125748.6	69.1	500	3979.1	52716.3	94.4	200
Март 2016	7454.5	133203.1	73.3	1000	3828.9	55900.9	94.1	500
Апрель 2016	7469.6	140672.7	76.4	1500	3184.6	59244.1	94.4	500
Май 2016	8359.5	149032.2	71.0	2000	3343.2	62057.7	94.8	500
Июнь 2016	8083.2	157115.4	73.3	1000	2813.6	64699.3	95.2	500
Июль 2016	7039.3	164154.7	73.3	500	2641.6	67468.2	94.2	500
Август 2016	8182.5	172337.2	72.3	500	2768.9	70186	92.6	500
Сентябрь 2016	8325.6	180662.8	77.9	1500	2717.8	73149.1	94.1	500
Октябрь 2016	9313.9	189976.7	78.6	1500	2963.1	77172	92.6	500
Ноябрь 2016	8810.5	198787.2	49.4	1500	4022.9	81571.3	98.6	500
Декабрь 2016	8396.2	207183.4	73.9	1100	4399.3	85944.5	99.4	500
Январь 2017	8947.5	216130.9	80.4	1500	4373.2	89891.6	97.5	500
Февраль 2017	8575.2	224706.1	81.1	1500	3947.1	93622.9	98.1	500
Март 2017	8970.6	233676.7	78.9	500	3731.3	97527.8	92.1	500
Апрель 2017	9003.1	242679.8	78	500	3904.9	101923	94.5	500
Май 2017	9489.1	252168.9	73.4	500	4395.2	106214.2	96.6	500
Июнь 2017	8951.9	261120.8	78	1500	4291.2	106214.2	96.6	500

4 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ КОРРЕЛЯЦИОННОГО АНАЛИЗА

4.1. Исследование пласта методом гидропрослушивания на участках нагнетательных скважин 26 и 106

Осенью 2015 года с целью определения распределения гидродинамических потоков в пласте после внедрения полимерного заводнения было проанализировано изменение закачки на нагнетательных скважинах № 26 и № 106. В качестве потенциально возможных реагирующих скважин были выбраны 8 добывающих скважин (скв. 49, 62, 70, 71, 93, 96, 107, 209), по которым проанализирована добыча жидкости.

Реакция на изменение закачки зафиксирована по 6 скважинам (скв. 49, 62, 70, 71, 107, 209), соответственно, констатируется наличие гидродинамической связи. По добывающим скважинам 93, 96 реакция не наблюдается и далее в расчетах эти скважины не участвовали.

Схема расположения участка нагнетательной скважины 26 представлена на Рисунке 4.1. На схеме зелёным цветом отмечены реагирующие скважины, на которых зафиксирована реакция, красным цветом – скважины, по которым реакция не выявлена.

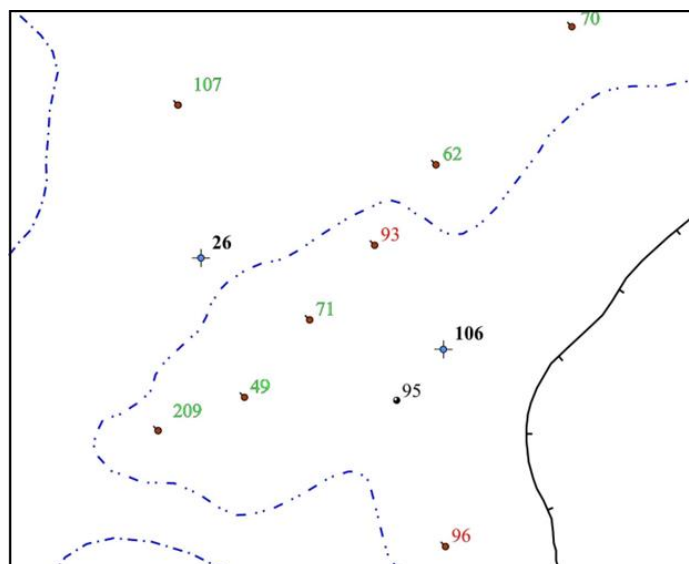


Рисунок 4.1 – Схема расположения скважин участка полимерного заводнения [Нестеркин А.А., 2016]

Для выявления реакции на реагирующих (добывающих) скважинах №№ 49, 62, 70, 71, 107, 209 изучены показатели разработки, на основе которых были построены кривые изменения дебита жидкости, нефти и обводненности с течением времени.

По результатам графоаналитической обработки показателей разработки по реагировавшим скважинам, были получены исходные данные в виде времени задержки и величины падения дебита жидкости (Таблицы 4.1, 4.2). Полученные данные далее использованы при расчете скоростей фильтрации, проницаемости межскважинного пространства, гидропроводности, объема питающих каналов.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета по скважине 26

№ скв.	Время реакции, сут	Уменьшение дебита жидкости, м ³ /сут	Эффективная мощность, м	Расстояние до нагнетательной скважины №26, м
62	6	11	6.4	1291
70	7	11	2.6	2228
71	6	5	15.4	635
107	6	3	9.1	790
209	6	7	6.1	914

Таблица 4.2 – Исходные данные для расчета по скважине 106

№ скв.	Время реакции, сут	Изменение дебита жидкости, м ³ /сут	Эффективная мощность, м	Расстояние до нагнетательной скважины №106, м
49	0.5	13	19.2	1043
	9.0	16		
	15.0	13		
	18.0	13		
70	16.0	8	2.6	1767
71	11.0	12	15.4	701
	20.0	11		
209	11.0	19	6.1	1507

Для того, чтобы количественно выразить степень гидродинамической взаимосвязи между нагнетательной скважиной и реагирующими (добывающими) скважинами, в соответствии с полученными данными по уменьшению дебита жидкости и времени прохождения реакции, рассчитываются следующие параметры: скорость перемещения жидкости по каналам высокой проводимости, проницаемость промытых каналов, распределение скважин по объёму увеличения дебита жидкости, определяется суммарный объём каналов, связывающих скважины.

Методика расчетов представлена ниже.

Скорость фильтрации (v , м/сут) для каждого высоко проводящего канала рассчитывалась по Формуле 4.1:

$$v = \frac{l}{t} \quad (4.1)$$

где l – расстояние между нагнетательной и добывающей скважиной, м;

t – время возникновения реакции от нагнетательной к добывающей скважине, сут.

Проницаемость (K , мкм²) высокопроводящих каналов фильтрации определялась по уравнению Дарси (4.2):

$$K = \frac{v \cdot \mu \cdot l}{\Delta P} \quad (4.2)$$

где μ – вязкость воды в пластовых условиях, мПа*с;

ΔP – разность забойных давлений между нагнетательной и добывающей скважиной, МПа.

Объем каналов фильтрации (V_k , м³) определялся, исходя из доли уменьшения дебита жидкости по каналу (Формула 4.3):

$$V_k = q_{ж} \cdot t \cdot \text{доля}V \quad (4.3)$$

где $q_{ж}$ – дебит жидкости добывающей скважины, м³/сут;

t – время возникновения реакции от нагнетательной к добывающей скважине, сут.;

доля V – доля уменьшения дебита жидкости;

Доля уменьшения дебита жидкости по одному каналу от общего уменьшения дебита жидкости к одной скважине определялась по формуле (4.4):

$$\text{доля}V = \frac{V}{\sum V} \quad (4.4)$$

где V – уменьшение объема жидкости, проходящего через канал;

$\sum V$ – общее уменьшение объема жидкости, проходящего через все каналы.

По результатам выполненных расчетов составлены розы-диаграммы, показывающие распределение проницаемостей на участках нагнетательных скважин № 26 и № 106.

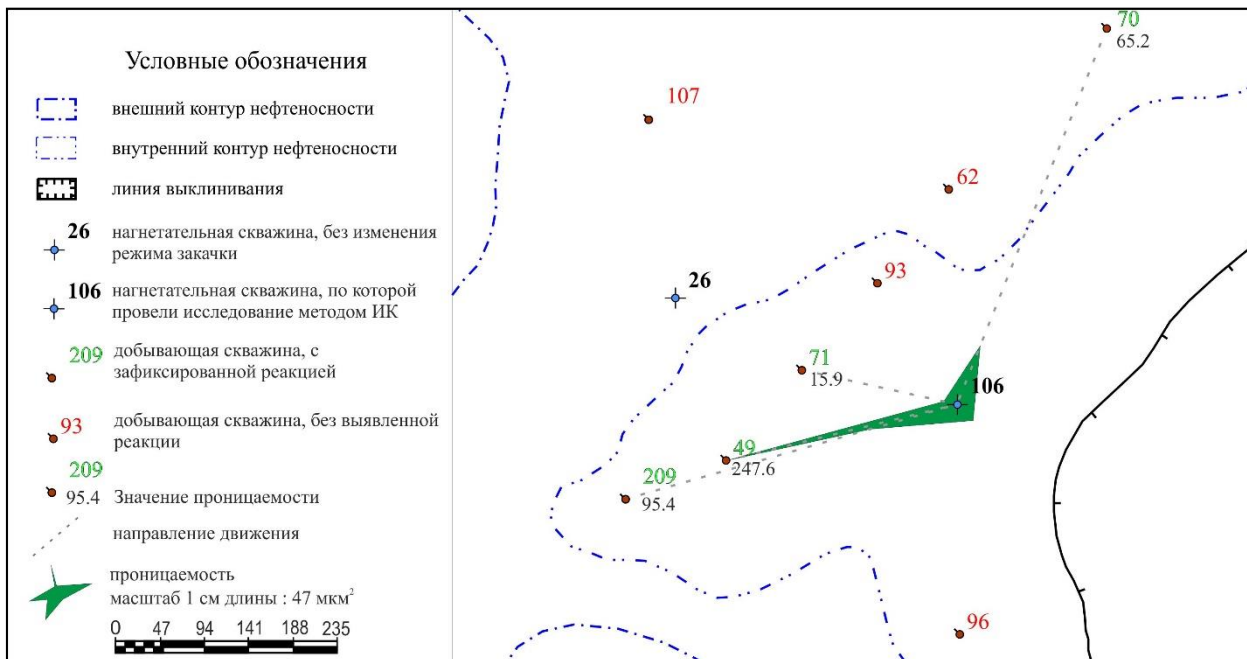


Рисунок 4.2 – Розы-диаграммы распределения проницаемостей на участке скважины 26 [Нестеркин А.А., 2014]

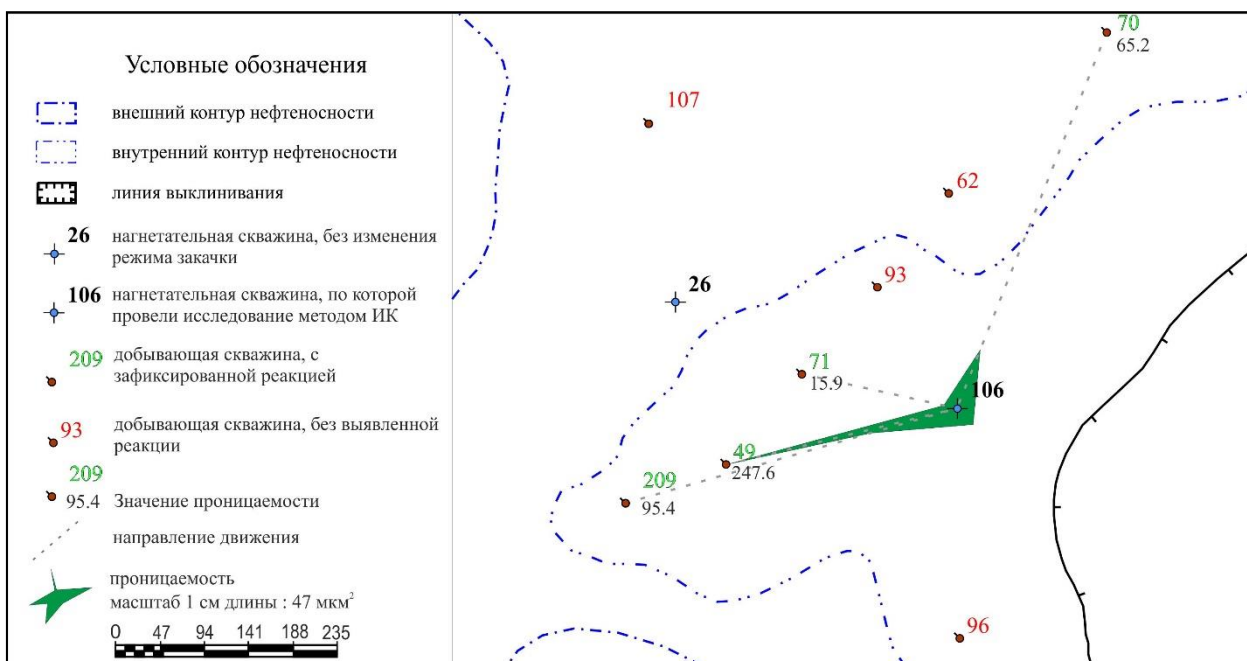


Рисунок 4.3 – Розы-диаграммы распределения проницаемостей на участке скважины №106 [Нестеркин А.А., 2014]

Полученные результаты интерпретации по участку полимерного заводнения представлены в таблицах 3 и 4.

Таблица 4.3 – Результаты обработки снижения закачки по нагнетательной скважине №26

№№ скв.	Эффективная толщина пласта, м	Расстояние до нагнетательной скважины 26, м	Время прохождения реакции, сут.	Скорость прохождения реакции, м/сут	Проницаемость канала, мкм ²	Гидропроводность, Д*м/мПа*с	Объем снижения дебита жидкости, м ³ /сут	Процент снижения дебита жидкости по скважинам, %	Объем канала, м ³
62	6.4	1291	6	215	117	1372	11.0	30	392.4
70	2.6	2228	7	318	268	2379	11.0	30	457.8
71	15.4	635	6	106	36	667	5.0	14	178.4
107	9.1	790	6	132	57	781	3.0	8	107.0
209	6.1	914	6	152	76	870	7.0	19	249.7
						Σ	37	100	1385

Таблица 4.4 – Результаты обработки снижения закачки по нагнетательной скважине №106

№№ скв.	Эффективная толщина пласта, м	Расстояние до нагнетательной скважины №106, м	Время прохождения реакции, сут.	Скорость прохождения реакции, м/сут	Проницаемость канала, мкм ²	Гидропроводность, Д*м/мПа*с	Объем увеличения дебита жидкости, м ³ /сут	Процент увеличения дебита жидкости по скважинам, %	Объем канала, м ³
49	19.2	1043	11	582	248	6018	55	52	458
70	2.6	1767	16	110	65	765	8	8	101
71	15.4	701	15	50	16	340	23	22	270
209	6.1	1507	11	137	95	1373	19	18	165
						Σ	105	100	994

Проведенные исследования с последующей интерпретацией данных показали наличие гидродинамической связи между: 1) нагнетательной скважиной № 26 и добывающими скважинами № 62, 70, 71, 107, 209; 2) нагнетательной скважиной № 106 и добывающими скважинами № 49, 70, 71, 209, а также неравномерность перераспределения закачиваемого в пласт полимерного раствора. Так, по каналу высокой проводимости к скважинам № 62, 70 фильтруется порядка 60 % закачиваемой через скважину № 26 жидкости; ситуация аналогична для нагнетательной скважины № 106, большая часть закачиваемой воды через которую фильтруется к скважине № 49. Остальная закачиваемая жидкость распределяется между другими работающими соседними скважинами.

4.2 Применение корреляционного анализа для оценки взаимовлияния между добывающими и нагнетательными скважинами

Использование методов гидропрослушивания и трассерных исследований требует применения ряда ограничений при текущей эксплуатации залежи в течение времени исследования, таких как отсутствие геолого-технических мероприятий или резких изменений режима работы добывающих и нагнетательных скважин, что редко возможно на практике или может приводить к существенным экономическим потерям.

Поэтому в рамках данной работы для оценки взаимовлияния скважин предлагается применение статистических методов, дающих возможность оперативного принятия решений по ограниченному объему текущей геолого-промысловой информации с целью своевременной оптимизации параметров системы разработки на основе полученных результатов.

4.2.1 Анализ исходных данных

Оценка величины гидродинамической связи и ее направления производится на объединенном опытном участке около нагнетательных скважин № 26, 106, ввиду наличия опыта проведения индикаторных исследований и гидропрослушивания. Результаты этих исследований приняты в качестве фактических при оценке достоверности разрабатываемой методики.

В качестве исходного информационного массива использованы дифференциальные показатели разработки за каждый месяц в течение двух последовательных лет – временные ряды дебитов добывающих скважин (№ 49, 53, 62, 70, 71, 96, 98, 107, 209) и приемистостей нагнетательных скважин (№ 26, 106), по сонаправленности изменений которых определяется степень их взаимодействия.

Преимущественно, ввиду своей простоты, для оценки степени корреляции между переменными используется коэффициент корреляции Пирсона, позволяющий установить прямые связи между рассматриваемыми величинами по их абсолютным значениям. Однако для применения данного показателя связи между переменными необходимо обеспечение безусловного выполнения ряда условий, применяемых к начальным данным: доказательство гипотезы о соответствии анализируемых показателей нормальному закону распределения, достаточный объем выборки (>30 переменных), линейный характер связи между переменными, отсутствие или пренебрежимо малое по сравнению с объемом выборки количество выбросов.

Ввиду специфики геолого-промысловой информации, а также особенностей составления выборки, обусловленных анализом 24 месяцев, а значит – 24 пар «дебит-приемистость», условия не выполняются, что указывает на нецелесообразность применения r -Пирсона. Поэтому в данном случае принимается решение о выборе коэффициентов ранговой корреляции r -Спирмена и τ -Кендалла. Это позволяет повысить надёжность результатов

анализа геолого-промысловой информации, обусловленную рассмотрением последней, не как количественных оценок, а как тенденции их изменения.

Факторный признак X – приемистость нагнетательной скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$), результативный Y – дебит добывающей скважины ($\text{м}^3/\text{сут}$). С целью приведения исходной информации к виду, позволяющему провести расчет коэффициентов ранговой корреляции, значения каждого признака ранжируются по степени возрастания (от 1 до n), затем определяется разница (d) между рангами, соответствующими одному наблюдению.

4.2.2 Расчет параметров

В рамках выполнения данной научно-исследовательской работы для удобства проведения расчетов была реализована программа на языке программирования Python. Полный код программы представлен в Приложении Б.

Расчет коэффициентов корреляции по значениям рангов приемистости и дебитами произведен в соответствии с рассмотренным алгоритмом по методикам Спирмена и Кендалла. Соответствие численных значений коэффициентов их качественной интерпретации основано на шкале Чеддока Чеддока, представленной в Таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Шкала Чеддока

Коэффициент корреляции	Характеристика силы связи
$r_s < 0,1$	Связь практически отсутствует
$0,101 < r_s < 0,3$	Слабая
$0,301 < r_s < 0,5$	Умеренная
$0,501 < r_s < 0,7$	Заметная
$0,701 < r_s < 0,9$	Высокая
$0,901 < r_s < 1,0$	Весьма высокая

Коэффициент корреляции Спирмена вычисляется по Формуле 4.5:

$$\rho = 1 - \frac{6 \cdot \sum d_i^2}{n^3 - n} \quad (4.5)$$

где d – разность между рангами по двум переменным;

n – число сопоставляемых пар.

Далее приведены данные для вычисления тесноты гидродинамической связи между нагнетательной скважиной № 26 и добывающей скважиной № 62 по указанному ранее алгоритму (Таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Данные для вычисления коэффициента Спирмена

n	X	Y	Ранг X, d_x	Ранг Y, d_y	$(d_x - d_y)^2$
1	264,87	56,02	5	11	36
2	272,97	54,61	10	10	0
3	240,66	49,98	2	7	25
4	248,97	45,36	3	3	0
5	269,68	41,90	7	1	36
6	269,28	49,10	6	4	4
7	227,06	52,95	1	9	64
8	263,97	49,97	4	6	4
9	277,5	49,48	11	5	36
10	269,97	52,55	8	8	0
11	293,7	45,09	14	2	144
12	270,84	61,94	9	13	16
13	288,65	61,72	12	12	0
14	306,25	63,24	24	14	100
15	289,35	66,07	13	16	9
16	300,1	64,16	20	15	25
17	306,13	74,19	23	24	1
18	298,37	72,65	19	22	9

Продолжение Таблицы 4.6

19	295,84	72,56	15	21	36
20	300,42	73,87	21	23	4
21	297,14	71,57	17	20	9
22	296,52	68,81	16	17	1
23	298,03	70,05	18	19	1
24	300,45	69,72	22	18	16
					576

Значение коэффициента ранговой корреляции Спирмена для вышеуказанной пары скважин составляет 0,749, что, в соответствии со шкалой Чеддока, указывает на высокий уровень силы гидродинамической связи.

Окно вывода результата работы программы на примере пар скважин №26 – №62 приведено ниже.

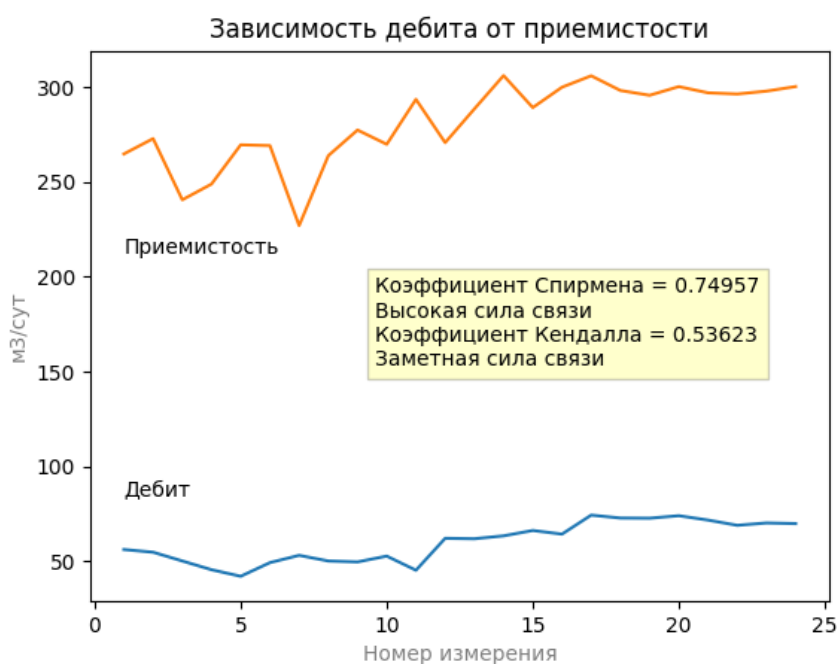


Рисунок 4.4 – Результат работы программы на примере скважин № 26 (Н) – № 62 (Д)
 [Составил: Снегирев М.А., 2023]

По такому же алгоритму был определен характер межскважинной интерференции для прочих пар скважин, рассматриваемых в рамках исследования. Результаты расчетов представлены в виде рейтинга, составленного на основе значения силы связи, в Таблицах 4.7 и 4.8 для нагнетательных скважин №№ 26 и 106 соответственно.

Таблица 4.7 – Рейтинговая таблица на основе значений силы корреляционной связи по методике Спирмена для скважины № 26

Место в рейтинге	Номер скважины	Коэффициент Спирмена
1	71	0,750
2	62	0,749
3	70	0,722
4	98	0,610
5	96	0,589
6	49	0,579
7	209	0,342
8	53	0,268
9	107	-0,481

Таблица 4.8 – Рейтинговая таблица на основе значений силы корреляционной связи по методике Спирмена для скважины № 106

Место в рейтинге	Номер скважины	Коэффициент Спирмена
1	62	0,773
2	70	0,710
3	71	0,708
4	96	0,702
5	98	0,536
6	49	0,454
7	209	0,310
8	53	0,190
9	107	-0,378

Для проверки сходимости результатов вычислений рассмотрим метод, предложенный Кендаллом. Совокупность двух методов позволит с меньшей вероятностью допустить ошибку в определении корректного характера взаимосвязи между исследуемыми параметрами [38].

Расчет τ -Кендалла подразумевает ранжирование всех единиц по факторному признаку X и дальнейший подсчет числа последующих рангов, превышающих данный (их обозначим через P – число совпадений) и число последующих рангов ниже данного (их обозначим через Q – число инверсий), для каждого текущего ранга по ряду результативного признака. Можно показать, что:

$$\sum P - \sum Q = \frac{1}{2} n(n - 1) \quad (4.6)$$

Коэффициент ранговой корреляции τ -Кендалла вычисляется по формуле:

$$\tau_a = \frac{2(\sum P - \sum Q)}{n(n-1)} = \frac{\sum P - \sum Q}{\sum P + \sum Q} = 1 - \frac{4\sum Q}{n(n-1)} = 1 - \frac{4\sum P}{n(n-1)} \quad (4.7)$$

где P – число совпадений

Q – число инверсий

n – число сопоставляемых пар

Данные для вычисления величины взаимовлияния нагнетательной скважины № 26 и добывающей скважины № 62 по методике Кендалла приведены ниже в виде Таблицы 4.9.

Таблица 4.9 – Данные для вычисления коэффициента Кендалла

X	Y	Ранг X, dx	Ранг Y, dy	P	Q
264,87	56,02	5	11	15	8
272,97	54,61	10	10	16	6
240,66	49,98	2	7	19	2

Продолжение Таблицы 4.9

248,97	45,36	3	3	16	4
269,68	41,90	7	1	13	6
269,28	49,10	6	4	16	2
227,06	52,95	1	9	17	0
263,97	49,97	4	6	14	2
277,5	49,48	11	5	11	4
269,97	52,55	8	8	12	2
293,7	45,09	14	2	12	1
270,84	61,94	9	13	11	1
288,65	61,72	12	12	8	3
306,25	63,24	24	14	10	0
289,35	66,07	13	16	3	6
300,1	64,16	20	15	6	2
306,13	74,19	23	24	3	4
298,37	72,65	19	22	3	3
295,84	72,56	15	21	2	3
300,42	73,87	21	23	3	1
297,14	71,57	17	20	1	2
296,52	68,81	16	17	1	1
298,03	70,05	18	19	0	1
300,45	69,72	22	18	0	0
				212	64

Значения коэффициентов ранговой корреляции Кендалла приведены ниже в Таблицах 4.10 и 4.11:

Таблица 4.10 – Рейтинговая таблица на основе значений силы корреляционной связи по методике Кендалла для скважины № 26

Место в рейтинге	Номер скважины	Коэффициент Кендалла
1	70	0,543
2	62	0,536
3	71	0,529
4	98	0,514
5	49	0,427
6	96	0,420
7	209	0,246
8	53	0,217
9	107	-0,333

Таблица 4.11 – Рейтинговая таблица на основе значений силы корреляционной связи по методике Кендалла для скважины № 106

Место в рейтинге	Номер скважины	Коэффициент Кендалла
1	62	0,565
2	96	0,551
3	70	0,502
4	71	0,471
5	98	0,369
6	49	0,268
7	209	0,232
8	53	0,130
9	107	-0,246

Вычисление коэффициента корреляции Кендалла сопряжено с необходимостью подсчета количества совпадений и инверсий, потому считается более трудоемким, хотя и обладает своими преимуществами, главные из них:

- 1) относительно большая продвинутость в исследовании статистических свойств;

- 2) возможность использования в частной корреляции рангов.

Статистика τ -Кендалла дублирует ρ -Спирмена с точки зрения основных предположений о направленности связи, однако рассчитанные значения коэффициентов корреляции Кендалла и Спирмена различны по модулю, потому как коэффициент Кендалла основан по большей части на подсчете вероятностей направления данных, в то время как ρ -Спирмена является лишь аналогом коэффициента корреляции Пирсона, но в ранговом представлении.

Ниже приведены примеры вычисления коэффициентов ранговой корреляции Кендалла и Спирмена, исходя из которых видно, что в большинстве случаев $|\rho| > |\tau|$ (Рисунок 4.5).

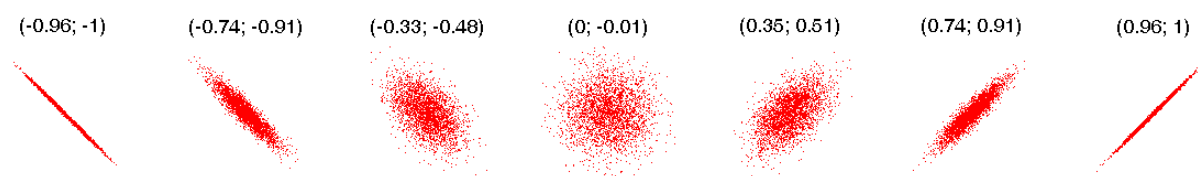


Рисунок 4.10– Примеры вычислений коэффициентов корреляции ρ -Спирмена и τ -Кендалла [Varnik V., 2000]

4.2.3 Оценка значимости полученных результатов

Для того, чтобы признать корректность определенной оценки корреляционной связи, необходимо вычислить статистический параметр значимости, притом вычисление данного параметра для каждого из коэффициентов ранговой корреляции производится хоть и по похожим, но разным алгоритмам.

Для того, чтобы при выбранном уровне значимости α отбросить нулевое значение коэффициента ранговой корреляции ρ -Спирмена или τ -Кендалла, необходимо вычислить критическую точку.

Вычисление критической точки для коэффициента Спирмена производится по следующей Формуле 4.8:

$$T_{кр} = t(\alpha, k) \cdot \sqrt{\frac{1 - p^2}{n - 2}} \quad (4.8)$$

где n – объем выборки,

p – значение коэффициента корреляции,

$t(\alpha, k)$ – критическая точка двусторонней критической области, которую находят по таблице критических точек распределения Стьюдента (Рисунок 4.6).

Число степеней свободы d.f.	α			Число степеней свободы d.f.	α		
	00,10	0,05	0,01		00,10	0,05	0,01
1	6,3138	12,706	63,657	18	1,7341	2,1009	2,8784
2	2,9200	4,3027	9,9248	19	1,7291	2,0930	2,8609
3	2,3534	3,1825	5,8409	20	1,7247	2,0860	2,8453
4	2,1318	2,7764	4,5041	21	1,7207	2,0796	2,8314
5	2,0150	2,5706	4,0321	22	1,7171	2,0739	2,8188
6	1,9432	2,4469	3,7074	23	1,7139	2,0687	2,8073
7	1,8946	2,3646	3,4995	24	1,7109	2,0639	2,7969
8	1,8595	2,3060	3,3554	25	1,7081	2,0595	2,7874
9	1,8331	2,2622	3,2498	26	1,7056	2,0555	2,7787
10	1,8125	2,2281	3,1693	27	1,7033	2,0518	2,7707
11	1,7959	2,2010	3,1058	28	1,7011	2,0484	2,7633
12	1,7823	2,1788	3,0545	29	1,6991	2,0452	2,7564
13	1,7709	2,1604	3,0123	30	1,6973	2,0423	2,7500
14	1,7613	2,1448	2,9768	40	1,6839	2,0211	2,7045
15	1,7530	2,1315	2,9467	60	1,6707	2,0003	2,6603
16	1,7459	2,1199	2,9208	120	1,6577	1,9799	2,6174
17	1,7396	2,1098	2,8982	∞	1,6449	1,9600	2,5758

Рисунок 4.11 – Таблица критических точек распределения Стьюдента [Varnik V., 2000]

Выражение для нахождения критической точки для коэффициента Кендалла имеет следующий вид (Формула 4.9):

$$T_{кр} = \frac{z_{кр} \sqrt{2 \cdot (2n + 5)}}{\sqrt{9n \cdot (n - 1)}} \quad (4.9)$$

где n – объем выборки;

$z_{кр}$ – критическая точка двусторонней критической области, которую находят по таблице функции Лапласа (Рисунок 4.7) по равенству (Формула 4.10):

$$\Phi(z_{кр}) = \frac{1 - \alpha}{2} \quad (4.10)$$

где α – уровень статистической значимости

$$\text{Значение функции } \Phi_0(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-\frac{t^2}{2}} dt$$

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Сотые доли x										
0,0	0,0000	0040	0080	0112	0160	0199	0239	0279	0319	0359
0,1	0398	0438	0478	0517	0557	0596	0636	0675	0714	0754
0,2	0793	0832	0871	0910	0948	0987	1026	1064	1103	1141
0,3	1179	1217	1255	1293	1331	1368	1406	1443	1480	1517
0,4	1554	1591	1628	1664	1700	1736	1772	1808	1844	1879
0,5	1915	1950	1985	2019	2054	2088	2123	2157	2190	2224
0,6	2258	2291	2324	2357	2389	2422	2454	2486	2518	2549
0,7	2580	2612	2642	2673	2704	2734	2764	2794	2823	2852
0,8	2881	2910	2939	2967	2996	3023	3051	3079	3106	3133
0,9	3159	3186	3212	3238	3264	3289	3315	3340	3365	3389
1,0	3413	3438	3461	3485	3508	3531	3553	3577	3599	3621
1,1	3643	3665	3686	3708	3729	3749	3770	3790	3810	3830
1,2	3849	3869	3888	3907	3925	3944	3962	3980	3997	4015
1,3	4032	4049	4066	4082	4099	4115	4131	4147	4162	4177
1,4	4192	4207	4222	4236	4251	4265	4279	4292	4306	4319
1,5	4332	4345	4357	4370	4382	4394	4406	4418	4430	4441
1,6	4452	4463	4474	4485	4495	4505	4515	4525	4535	4545
1,7	4554	4564	4573	4582	4591	4599	4608	4616	4625	4633
1,8	4641	4649	4656	4664	4671	4678	4686	4693	4700	4706
1,9	4713	4719	4726	4732	4738	4744	4750	4756	4762	4767
Десятые доли x										
2,	4773	4821	4861	4893	4918	4938	4953	4965	4974	4981
3,	4987	4990	4993	4995	4997	4998	4998	4999	4999	5000 ⁸

Рисунок 4.12 – Таблица функции Лапласа
[Varnik V., 2000]

Если $|\tau| < T_{кр}$ – невозможно отвергнуть гипотезу о равенстве нулю коэффициента корреляции – ранговая корреляционная связь между величинами признается незначительной.

Если $|\tau| > T_{кр}$ – гипотезу о равенстве нулю коэффициента корреляции отвергают – говорят, что между величинами существует значимая ранговая корреляционная связь.

Число степеней свободы k – это количество значений, используемых при расчете статистической характеристики, которые могут свободно варьироваться. Оно определяется на основе объема выборки и равно (Формула 4.11):

$$k = n - 2 \quad (4.11)$$

Для каждого из вычисленных коэффициентов корреляции проведена проверка полученного значения относительно критического значения $T_{кр}$ при уровне значимости $\alpha = 0,05$ и числе степеней свободы $k = 22$. Уровень значимости в математической статистике обозначает вероятность отклонить нулевую гипотезу, когда на самом деле она верна и является порогом для оценки результата как статистически значимого. Если α принимает значение равное 0,05, то это означает, что с вероятностью 5% результат будет получен, если верна нулевая гипотеза, то есть применение методов ранговой корреляции невозможно. Другими словами, уровень значимости $\alpha = 0,05$ обозначает вероятность 95% того, что результаты исследования верны и действительны.

По таблице распределения функции Лапласа значение критической точки двусторонней критической области $z_{кр}$ при $\alpha = 0,05$ и $k = 22$ равно 1,96. Значение критической точки двусторонней критической области $t(\alpha, k)$, используемой для проверки коэффициента Спирмена, с теми же входными параметрами равно 2,405. Эти значения характеризует выборку и одинаковы для каждой анализируемой пары скважин «нагнетательная – добывающая».

Примеры расчетов критической точки с целью проверки значимости коэффициентов ранговой корреляции Спирмена и Кендалла между нагнетательной скважиной № 26 и добывающей скважиной № 62 приведены ниже.

Для коэффициента Спирмена (Формула 4.12):

$$T_{кр} = 2,405 \cdot \sqrt{\frac{1-0,75^2}{24-2}} = 0,34 \quad (4.12)$$

Для коэффициента Кендалла (Формула 4.13):

$$T_{кр} = 1,96 \cdot \sqrt{\frac{2 \cdot (2 \cdot 24 + 5)}{9 \cdot 24 \cdot (24 - 1)}} = 0,29 \quad (4.13)$$

Поскольку $|\tau| > T_{кр}$, то отклоняем гипотезу о равенстве нулю коэффициентов. Другими словами, оба коэффициента ранговой корреляции статистически значимы, и ранговая корреляционная связь между оценками значимая. Для прочих рассматриваемых пар скважин результат проверки аналогичен – все определенные значения статистически значимы.

В рамках данной работы кондиционными являются коэффициенты ранговой корреляции, значения которых, согласно шкале Чеддока, характеризуют заметную связь или выше, с учетом расчетов как по методике Спирмена, так и методике Кендалла.

Согласно результатам анализа значений коэффициентов ранговой корреляции наибольшей теснотой связи характеризуются следующие пары скважин: 1) нагнетательная скважина № 26 оказывает существенное влияние на добывающие скважины № 62, 70, 71, 98; 2) заметный уровень гидродинамической связи обнаружен между нагнетательной скважиной № 106 и добывающими скважинами № 62, 70, 96.

Полученные отрицательные значения коэффициентов корреляции могут быть объяснены как следствие слабого влияния нагнетательных скважин в зоне отбора добывающих скважин.

Прочие результаты, не соответствующие поставленным требованиям, демонстрируют наличие гидродинамической связи определенной силы, отличной от нуля, что говорит о существовании закономерностей между значениями закачки и отборов скважин, однако четко классифицировать эти пары как связанные не удастся, ввиду действия таких факторов как расстояния между скважинами, действие других нагнетательных скважин, влияние тектонических элементов.

Подводя итог, можно сделать вывод о том, что выбранная методика позволяет обнаружить наличие тесной гидродинамической связи со скважинами, расположенными в южной и северо-восточной частях исследуемого участка пласта.

Для полученных результатов оценки взаимодействия скважин по коэффициентам Спирмена и Кендалла прослеживается взаимосвязь с картой проницаемости по опытному участку (Рисунок 4.8). Полученные результаты указывают на верность выбранного метода оценки гидродинамического взаимодействия скважин, что также подтверждается результатами проведенных ранее исследований.

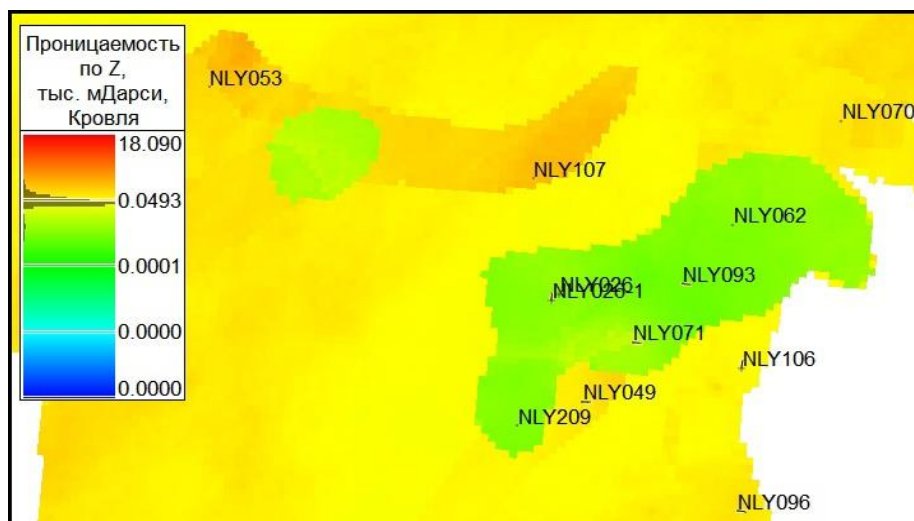


Рисунок 4.13 – Карта проницаемости по опытному участку
[Составил: Снегирев М.А., 2023]

4.3 Анализ достоверности разработанной методики оценки гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами

Для более полного анализа эффективности прикладного применения методики корреляционного анализа на опытном участке в районе нагнетательных скважин №26 и № 106 проведено сравнение полученных результатов с результатами трассерных исследований и исследований, проведенных методом гидропрослушивания.

Сопоставление фактических данных, принятых по проведенным ранее исследованиям, и данных, полученных в результате расчета коэффициентов ранговой корреляции, по распределению закачки воды от скважин №№ 26, 106 приведено в Таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Сопоставление результатов корреляционного анализа с результатами ранее проведенных исследований

№ нагнетательной скважины	№ добывающих скважин		
	Корреляционный анализ	Трассерные исследования	Гидропрослушивание
26	62, 70, 71, 98	53, 62, 70, 71, 96, 98	62, 70, 71, 107, 209
106	49, 62, 70	62, 70, 91, 96, 98, 209	49, 70, 71, 209

Оценка взаимовлияния скважин, полученная в результате выполнения работы, легко реализуется и показывает достаточно высокую сходимость по сравнению со считающимися фактическими данными, полученными в результате проведения гидропрослушивания и индикаторных исследований, что говорит об эффективности предложенных статистических инструментов. Подход, используемый в работе, может быть использован как средство экспресс-оценки степени гидродинамического взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами с целью выделения доминирующих направлений фильтрации [45]. Данная информация может быть использована для реализации своевременного контроля за состоянием системы разработки месторождений и являться основой для проведения дополнительных исследований, отбора скважин-кандидатов для внедрения полимерного заводнения, а также коррекции уже существующих программ заводнения.

Тем не менее стоит отметить, что ни один из применяемых для оценки величины гидродинамической связи методов не может считаться универсальным и абсолютно верным в рамках решения задачи об определении степени интерференции между скважинами, а максимальной эффективности можно добиться при совместном использовании всех трех методов анализа с последующей сверкой результатов и выделением общих положений

исследований. Однако в сложных условиях процессов нефтегазодобычи, сопряженных со значительными объемами проводимых мероприятий и осложненных труднодоступностью некоторых скважин, например, в заболоченных местностях или на морских площадях, повсеместное применение традиционных методов, дорогостоящих и не позволяющих одновременно оценивать воздействие всей совокупности скважин рассматриваемого объекта с позиции единой системы связанных элементов, не представляется возможным.

Именно поэтому предложенный подход, легко реализуемый в условиях промышленной деятельности и отличающийся дешевизной исследования с возможностью автоматизации процессов и охвата всего фонда скважин за всю историю разработки с применением системы ППД, может быть распространен на другие объекты эксплуатации с целью контроля и оптимизации систем разработки месторождений.

4.4 Обоснование изменений параметров закачки полимерного раствора

На основании проведенной оценки эффективности полимерного заводнения методами гидропрослушивания и корреляционного анализа были выделены доминантные направления фильтрации закачиваемой жидкости.

Наличие влияния высокопроницаемых каналов связано с деструкцией ранее созданной высоковязкой оторочки в районе нагнетательных скважин №№26 и 106 [43]. В связи с этим рекомендуется повторное создание высоковязкой оторочки для ослабления влияния каналов низкого фильтрационного сопротивления.

Кроме того, в результате анализа текущих показателей разработки с начала внедрения полимерного заводнения выделены следующие причины падения дополнительной добычи нефти. Данный анализ показал, что увеличение объема закачки и концентрации полимерного раствора необходимо по 3-м причинам:

1. Значительное превышение суммарных отборов жидкости добывающих скважин по сравнению с суммарной закачкой воды в скв. 26 и 106 на 230 м³/сут;
2. Падение пластового давления на участке скв. 26 и 106;
3. Деструкция полимерной оторочки ввиду недостаточной устойчивости к действию гидродинамического поля воды.

Учитывая вышеперечисленные пункты, предложена следующая программа высоковязкой полимерной оторочки с последующим полимерным заводнением от 01.01.2016 (Таблица 4.13):

Таблица 4.13 – Программа закачки для опытного участка месторождения

Параметры закачки		Вязкость полимера (сП)	Макс. объем закачки (м ³ /сут)		Полимер (тонн)		Накопленный полимер (тонн)	
Количество дней закачки	Концентрация полимера (ppm)		Скв. №26	Скв. №106	Скв. №26	Скв. №106	Скв. №26	Скв. №106
1 этап. Опытно-промышленные исследования								
1	500	2,5	125	125	0,125	0,125	0,13	0,13
1	1000	4	125	125	0,25	0,25	0,38	0,38
1	2000	9,75	125	125	0,5	0,5	0,88	0,88
1	3000	28	125	125	0,75	0,75	1,63	1,63
1	4000	50	125	125	1	1	2,63	2,63
1	5000	89	125	125	1,25	1,25	3,88	3,88
1	6000	140	125	125	1,5	1,5	5,38	5,38
1	7000	200	125	125	1,75	1,75	7,13	7,13
1	8500	323	125	125	2,125	2,125	9,25	9,25
22	8500	323	175	125	65,45	46,9	74,7	56,13
2 этап. Опытно-промышленные работы								
23	8500	323	175	125	68,43	48,88	143,13	105,01

Продолжение Таблицы 4.13

1	8500	323	175	125	2,975	2,125	146,11	107,13
1	7000	200	175	125	2,45	1,75	148,56	108,88
1	6000	140	175	125	2,1	1,5	150,7	110,38
1	5000	89	175	125	1,75	1,25	152,45	111,63
1	4000	50	175	125	1,4	1	153,85	112,63
1	3000	28	175	125	1,05	0,75	154,9	113,38
1	2000	9,75	250	150	1	0,6	155,9	113,98
153	1500	7	250	150	153	91,8	308,9	205,78
3 этап. Промышленные работы								
518	1500	7	300	200	451,1	310,8	760	516,58

Примечание – Объемы закачки приведены в качестве демонстрации, основываясь на истории закачки. Данные объемы могут быть скорректированы после проведения опытно-промышленных исследований, соблюдая условие неперевышения максимально допустимого давления в скважине № 26, составляющее 85 бар, и в скважине № 106, составляющее 100 бар.

4.5 Оценка и прогноз эффективности полимерного заводнения

Технологический эффект от закачки полимера был рассчитан в рамках адаптированной гидродинамической модели опытного участка на горизонте М-Ш-3.

Период прогноза составляет 5 лет с 01.01.2016 г по 01.01.2021 г. Данные по разработке продлены согласно усредненному за последние полгода фактическому дебиту. Коэффициент эксплуатации принят, равным единице. Данные по закачке полимера продлены согласно усредненной за последние полгода фактической приемистости нагнетательных скважин.

По данным мирового опыта для получения максимального эффекта от технологии необходимо заполнить более 30% порового пространства. Заполнение 30 % порового объема в пределах опытного участка будет достигнуто к 01.01.2018 г. при существующих объемах закачки.

Таблица 4.14 – Прогнозная добыча до 2021 года

Дата прогноза	Базовая добыча нефти, т	Добыча нефти по текущей программе закачки, т	Добыча нефти по предлагаемой программе закачки, т	Дополнительная добыча нефти при смене программы, т	Накопленная дополнительная добыча нефти, т
01.01.2015	6715,8	13512,1	13512,1	0	0
01.01.2016	9977,3	31820,9	31820,9	0	0
01.01.2017	4692,3	28425,8	39812,6	11386,8	11386,8
01.01.2018	4190,8	23912,2	37482,7	13570,5	24957,3
01.01.2019	3318,3	21043,8	31550,2	10506,4	35463,7
01.01.2020	2711,4	19631,4	25918,1	6286,7	41750,4
01.01.2021	2269,7	18301,7	23016,4	4714,7	46465,1

По результатам прогнозных расчетов дополнительная добыча нефти от повторной закачки высоковязкой оторочки и изменения режима закачки полимерного раствора на опытном участке составит 46465,1 тонн нефти. Для проведения вышеуказанных мероприятий необходимо задействовать дополнительно 523,8 тонн сухого полимерного порошка, в таком случае дополнительная добыча нефти на 1 тонну полимера – 88,7 тонн.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ
И РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЕ»**

Обучающемуся:

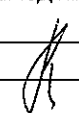
Группа	ФИО
2ТМ11	Снегиреву Максиму Анатольевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/ООП	21.04.01 Нефтегазовое дело

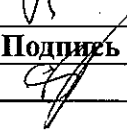
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, информационных и человеческих, финансовых,</i>	<i>Материально-технические затраты, выраженные в виде необходимых дополнительных материальных затрат на проведение полимерного заводнения на опытном участке месторождения X</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормативы расходования ресурсов выражены в дополнительно необходимых затратах на материалы и в учете условно-переменной части себестоимости</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль – 20%; НДС – 5% от объема реализованной продукции и др.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Анализ сильных и слабых сторон проекта, а также выявление возможностей применения и угроз на основе модели SWOT</i>
<i>Оценка экономической эффективности внедрения проектного решения</i>	<i>Оценка экономической эффективности проведения повторного полимерного заводнения на основе данных о технологическом эффекте внедрения</i>
Перечень графического материала:	
Матрица SWOT-анализа Ставки НДС в соответствии с НК РК	

Дата выдачи задания к разделу в соответствии с графиком	11.05.2023
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рукавишников В. С.	PhD		11.05.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Снегирев Максим Анатольевич		11.05.2023

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

На сегодняшний день перспективность проектного решения определяется не столько научной новизной и масштабом открытия, характеристиками объективно оценить которые на первых этапах жизненного цикла проекта достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Внедрение продуктов научного исследования в процесс разработки любого месторождения должно учитывать экономические условия, непосредственно влияющие на характеристики проекта.

В данном разделе работы был проведен анализ потенциальных потребителей рассматриваемой методики, выделены возможности применения корреляционного анализа для решения производственных задач, обозначены его сильные и слабые стороны. Кроме того, была проведена экономическая оценка рекомендованного по результатам проведенных исследований проектного решения – зачатки высоковязкой оторочки с последующим

5.1 Портрет потенциальных потребителей

Применение механизмов корреляционного анализа позволитратно уменьшить стоимость исследований по оценке силы гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами и даст возможность более широкого применения данного типа исследований в труднодоступных местах.

Потенциальными потребителями продуктов такого исследования могут являться нефтегазодобывающие предприятия, а также научно-исследовательские и проектные институты, занимающиеся научно-технической, методической и аналитической поддержкой процессов разведки и добычи нефти, газа и газового конденсата.

5.2 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – это комплексный анализ научно-исследовательского проекта. Данный комплексный анализ проекта применяется для исследования внутренней и внешней сред проекта и заключается в описании сильных и слабых сторон проектного решения, в выявлении возможностей и угроз, связанных с реализацией проекта.

Проанализированные данные представлены в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 – SWOT-анализ

	<i>Сильные стороны:</i>	<i>Слабые стороны:</i>
	С1. Отсутствие необходимости изменения режима работы скважин	Сл1. Субъективизм выбора интервала исследования
	С2. Возможность применения для анализа труднодоступных скважин	Сл2. Косвенный характер метода
	С3. Возможность автоматизации процесса исследования	
	С4. Охват всего фонда скважин за всю историю разработки с ППД	
<i>Возможности:</i>		
В1. Широкое использование методики в процессе разработки месторождений	Значительное снижение стоимости проведения исследований	Первичный отбор скважин кандидатов для проведения трассерных исследований и гидропрослушивания
<i>Угрозы:</i>		
У1. Отсутствие спроса на использование методики	Высокие требования к возможностям вычислительной среды и техники при больших объемах анализируемой информации	

5.3 Экономический эффект от внедрения предлагаемого проектного решения

Для экономической оценки проведения работ по изменению режима закачки полимерного раствора были приняты технологические данные по дополнительной добыче и расходу сухого полимера, а также данные стоимости полимера и работ под ключ. Другие параметры для оценки (цены реализации нефти, доля экспорта/внутреннего рынка, тарифы на транспортировку, налогообложение, стоимости работ, удельная стоимость условно-переменных затрат и др.) использовались на основе данных компании-оператора проекта и нормативных документов РК. Для упрощения дальнейших расчетов и сокращения масштабов цен, все стоимостные показатели, используемые в расчетах, переведены из национальной валюты тенге в российские рубли.

Для расчета экономического эффекта воспользуемся следующей формулой 5.1, учитывающей основные экономические параметры, имеющие место при проведении работ по применению технологии полимерного заводнения.

$$I = \Delta Q_H \cdot (P_H - C_y - N) - Z_{вн} \quad (5.1)$$

где I – экономический эффект, руб;

ΔQ_H – фактическая дополнительная добыча нефти, т;

P_H – средняя цена реализации 1 т нефти, руб/т;

C_y – условно-переменная часть себестоимости добычи, руб/т;

N – налог на добычу полезных ископаемых на 1 т нефти, руб/т;

$Z_{вн}$ – затраты на внедрение технологии, руб;

При расчете величины эксплуатационных затрат упор сделан на условно-переменные затраты, которые будут изменяться с изменением

объемов добычи нефти и затрат, зависящих от стоимости дополнительного оборудования. Условно-постоянные затраты, не зависящие от объемов добычи нефти в расчете эксплуатационных затрат не участвуют. Проектирование налоговых обязательств, которые несет предприятие, осуществлялось по принятым в качестве нормативов ставкам налогов. Величина нормативов определена в соответствии с Налоговым кодексом РК, действующим на 01.01.2021 года.

Формула затрат на внедрение будет иметь следующий вид (Формула 5.2):

$$Z_{\text{вн}} = P_p \cdot m_p + \Delta P_{\text{пост}} + \Delta P_{\text{обр}} \quad (5.2)$$

где P_p – стоимость 1 т товарной формы реагента, руб;

m_p – масса товарной формы реагента на обработку, т;

$P_{\text{пост}}$ – стоимость поставки до места назначения, руб;

$P_{\text{обр}}$ – стоимость проведения обработки, руб.

Стоимость проведения полимерного заводнения определяется по следующей Формуле 5.3:

$$P_{\text{обр}} = Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{м}} + Z_{\text{тр}} + Z_{\text{ц}} \quad (5.3)$$

где $Z_{\text{зп}}$ – зарплата работников, задействованных в проведении работ, руб;

$Z_{\text{соц}}$ – затраты на социальное страхование, руб;

$Z_{\text{м}}$ – затраты на материалы, требуемые в процессе работ, руб;

$Z_{\text{тр}}$ – затраты на эксплуатацию задействованного транспорта, руб;

$Z_{\text{ц}}$ – затраты на работу цеха, руб.

В виду того, что для проведения работ задействован тот же персонал и спецоборудование, что и при реализации первоначального проекта полимерного заводнения, затраты по этим пунктам сводятся к нулю. Для реализации предложенного варианта закачки высоковязкой полимерной оторочки с последующим полимерным заводнением потребуется дополнительно 523,8 тонн сухого полимерного порошка. Стоимость тонны полимера марки AL5115VHM – 299,5 тыс. рублей. Общие затраты на дополнительные материалы составляют 156 878,1 тыс. рублей.

Полная себестоимость добычи 1 тонны нефти после проведения ГТМ принята на основе анализа подобных проектов и составляет 4400 рублей. Доля условно-переменных расходов в полной себестоимости товарной добычи нефти составляет 0,35. В таком случае величина условно-переменной части равняется 1540 рублей на тонну нефти.

В рамках расчета экономической эффективности принимаем полную реализацию дополнительно добытой нефти на внутреннем рынке. Значение средней цены реализации нефти взято из информационного отчета и составляет 140 долларов США за тонну. Курс доллара на 01.01.2021 по данным ЦБ РФ – 73,87 рубля. В таком случае стоимость реализованной тонны нефти в рублях составляет 10 341,8 рублей.

Согласно статье 743 Налогового кодекса РК [15] ставки налога на добычу полезных ископаемых на сырую нефть устанавливаются в фиксированном выражении по следующей шкале:

Таблица 5.2 – Ставки налога на добычу полезных ископаемых

№ п/п	Объем годовой добычи	Ставки, в %
1	до 250 000 тонн включительно	5
2	до 500 000 тонн включительно	7
3	до 1 000 000 тонн включительно	8
4	до 2 000 000 тонн включительно	9
5	до 3 000 000 тонн включительно	10
6	до 4 000 000 тонн включительно	11

Продолжение Таблицы 5.2

7	до 5 000 000 тонн включительно	12
8	до 7 000 000 тонн включительно	13
9	до 10 000 000 тонн включительно	15
10	свыше 10 000 000 тонн	18

Налоговой базой для исчисления НДС является стоимость объема добытой за налоговый период сырой нефти, которая определяется путем умножения количества добытой за отчетный период сырой нефти на цену реализации единицы продукции. Согласно данным по объему годовой добычи принимается ставка НДС – 5 %.

При этом необходимо учитывать, что в случае реализации сырой нефти на внутреннем рынке РК к установленным ставкам применяется понижающий коэффициент 0,5. В таком случае расчет налога на тонну нефти рассчитывается по Формуле 5.4:

$$N = \frac{(46465,1 \cdot 10341,8 \cdot 0,05 \cdot 0,5)}{46465,1} = 258,5 \text{ руб./т} \quad (5.4)$$

Экономический эффект от проведения работ по полимерному заводнению равен (Формула 5.5):

$$\begin{aligned} I &= 46465,1 \cdot (10341,8 - 1540 - 258,5) - 156\,871\,100 \quad (5.5) \\ &= 240\,094,2 \text{ тыс. рублей} \end{aligned}$$

При действующей ставке налога на прибыль равной 20 % чистая прибыль составляет (Формула 5.6):

$$\text{ЧП} = 240\,094,2 \cdot (1 - 0,2) = 192\,075,4 \text{ тыс. рублей} \quad (5.6)$$

Также, необходимо отметить, что оценка экономической эффективности подлежит пересчету в случае изменения прогнозных технологических и макроэкономических параметров (доп. объем добычи, закачка сухого полимера, цена на нефть и др.)

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:


Группа 2ТМ11		ФИО Снегирев Максим Анатольевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:


Адаптация коэффициентов ранговой корреляции Спирмена и Кендалла для анализа интерференции скважин на примере месторождения X	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p><i>Объект исследования:</i> методика применения корреляционного анализа для оценки степени интерференции скважин на основе интерпретации геолого-промысловой информации <i>Область применения:</i> разработка нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений <i>Рабочая зона:</i> офис <i>Размеры помещения:</i> 6*6 м <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> офисный стол, офисное кресло, персональный компьютер <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> адаптация методики применения корреляционного анализа для оценки степени интерференции скважин на основе геолого-промысловой информации</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018); ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования; СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы; ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 4. Требования к клавиатуре; ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 5. Требования к расположению рабочей станции и осанке оператора; ГОСТ Р ИСО 9241-7-2007. Эргономические требования при выполнении офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (ВДТ). Часть 7. Требования к дисплеям при наличии отражений.</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p>	<p>В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 к вредным производственным факторам относятся:</p>

<ul style="list-style-type: none"> - Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов - Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<ol style="list-style-type: none"> 1. умственное перенапряжение; 2. перенапряжение зрительного анализатора; 3. повышенный уровень электромагнитных излучений; 4. повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 5. недостаточная освещенность рабочей зоны. <p>В соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 к опасным производственным факторам относятся:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: осветительные приборы, звукоизолирующие устройства, оградительные устройства, устройства для вентиляции воздуха, устройства автоматического контроля и сигнализации, устройства защитного заземления и зануления.</p> <p>Будет производиться расчет системы искусственного освещения.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения</p>	<p><i>Воздействие на селитебную зону:</i> возникновение стихийных свалок при неправильной утилизации отработанного оборудования и макулатуры</p> <p><i>Воздействие на литосферу:</i> неправильная утилизация отработанного оборудования и его комплектующих (оргтехника, люминесцентные лампы, батарейки)</p> <p><i>Воздействие на гидросферу:</i> неправильная утилизация жидких компонентов компьютерной техники и периферийных устройств</p> <p><i>Воздействие на атмосферу:</i> повышенная концентрация озона из-за плохой вентиляции и несвоевременной замены озоновых фильтров оборудования</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения</p>	<p><i>Возможные ЧС:</i> техногенного характера (отказ систем безопасности, пожар, взрыв), природного характера (наводнения, цунами, ураган и т.д.), геологические воздействия (оползни, землетрясения, провалы территории и т.д.).</p> <p><i>Наиболее типичная ЧС:</i> пожар по причине перенапряжения в сети, поврежденной изоляции.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику 11.05.2023</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		11.05.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Снегирев Максим Анатольевич		11.05.2023

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Настоящая магистерская диссертация направлена на разработку методики применения корреляционного анализа для оценки степени интерференции скважин на основе интерпретации геолого-промысловой информации. Разрабатываемая методика может быть применена для обоснования своевременных геолого-технических решений с целью оптимизации процесса разработки нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений.

Типовой рабочей зоной рассматриваемого проектного решения является офисное помещение с непосредственной эксплуатацией компьютерной техники и периферийного оборудования, отчего существует необходимость в правильной организации рабочего места и безопасной рабочей среды, соблюдении графика работы и отдыха и минимизации влияния различных вредных и опасных производственных факторов, негативно влияющих на здоровье человека. В рамках данного раздела приняты следующие параметры офисного пространства: размер – 6 на 6 метров; оборудование рабочей зоны – офисный стол, офисное кресло, персональный компьютер.

Потенциальными потребителями предлагаемой методики могут выступить нефтегазодобывающие компании, проектные и научно-исследовательские институты, занимающиеся аналитической, методической и научно-технической поддержкой процессов добычи нефти, газа и газового конденсата.

В этой части магистерской диссертации освещен комплекс мер правового и организационного обеспечения продуктивности и безопасности рабочего процесса, затрагиваются вопросы производственной и экологической безопасности, рассматриваются основные возможные вредные и опасные факторы, даются рекомендации по установлению оптимальных условий труда.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

6.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства

Согласно Трудовым Кодексом РФ, N 197 – ФЗ [20] каждый работник, в том числе офисный, имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;
- получение достоверной информации об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда;
- обучение безопасным методам и приемам труда;
- дополнительное профессиональное образование в случае ликвидации рабочего места вследствие нарушения требований охраны труда;
- запрос о проведении проверки условий и охраны труда на его рабочем
- обращение в различные органы власти по вопросам охраны труда;
- личное участие в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труд на его рабочем месте, и в расследовании произошедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;

– внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения медицинского осмотра;

– гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.

– повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

6.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны регламентируются следующими документами:

– ГОСТ 12.2.032-78. Система стандартов безопасности труда. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования [9];

– СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы [17];

– ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 4. Требования к клавиатуре [11];

– ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов

(VDT). Часть 5. Требования к расположению рабочей станции и осанке оператора [12];

– ГОСТ Р ИСО 9241-7-2007. Эргономические требования при выполнении офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (ВДТ). Часть 7. Требования к дисплеям при наличии отражений [13].

Исходя из основных положений, приведенных выше документов, можно сформулировать первостепенные требования к организации рабочего пространства в офисном помещении.

Рабочий стол должен быть устойчивым, иметь однотонное неметаллическое покрытие, не обладающее способностью накапливать статическое электричество. Высота над уровнем пола рабочей поверхности, за которой работает оператор, должна составлять 720 мм с возможностью регулировки в пределах 680-780 мм. Оптимальные размеры поверхности стола 1600 на 1000 кв. мм. Под столом должно иметься пространство для ног с размерами по глубине 650 мм. Рабочий стол должен также иметь подставку для ног, расположенную под углом 15 градусов к поверхности стола. Длина подставки 400 мм, ширина – 350 мм. Удаленность клавиатуры от края стола должна быть не более 300 мм, что обеспечит удобную опору для предплечий. Расстояние между глазами оператора и экраном видеодисплея должно составлять от 40 до 80 см.

Рабочий стул должен быть снабжен подъемно-поворотным механизмом. Высота сиденья должна регулироваться в пределах 400 - 500 мм. Глубина сиденья должна составлять не менее 380 мм, а ширина - не менее 400 мм. Высота опорной поверхности спинки не менее 300 мм, ширина - не менее 380 мм. Угол наклона спинки стула к плоскости сиденья должен изменяться в пределах 90 - 110°. Рабочий стул должен иметь дизайн, исключающий онемение тела из-за нарушения кровообращения при продолжительной работе на рабочем месте.

6.2 Производственная безопасность

Применение компьютерной техники в качестве основного инструмента для выполнения работы подразумевает наличие совокупности отличительных вредных и опасных производственных факторов, они будут рассмотрены далее.

6.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов

Согласно ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [2] серьезные и вредоносные факторы разбиты на категории в соответствии с их физическим, химическим, биологическим и психофизиологическим воздействием на человеческий организм. Список опасных и вредных факторов, свойственных для рассматриваемой рабочей зоны представлен в виде таблицы (Таблица 6.1):

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Нормативные документы
Вредные	
1. Умственное перенапряжение	МР 2.2.9.2311 – 07 «Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности». [14]
2. Перенапряжение зрительного анализатора	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы [17]
3. Повышенный уровень электромагнитных излучений	ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности. [4]
4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [18]
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [19]
Опасные	
6. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [7] ГОСТ 12.1.038-82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. [8] ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [5]

1. Умственное перенапряжение

Под понятием умственного перенапряжения понимается совокупность характеристик трудового процесса, непосредственно влияющих на психоэмоциональное состояние работника и оказывающих нагрузку на центральную нервную систему человека. Состояние умственного перенапряжения может возникнуть из-за чрезмерной длительной умственной активности, перенасыщенности рабочим процессом, монотонности деятельности. Результатом умственной перегрузки являются значительное снижение концентрации, повышение риска травмы на производстве и риска совершения технических ошибок.

Работа за персональным компьютером классифицируется по виду трудовой деятельности на три группы [15]:

- А – работа, заключающаяся в считывании с экрана информации с предварительным запросом;
- Б – работа, заключающаяся преимущественно в вводе информации;
- В – творческая работа в диалоговом режиме.

Так как работник зачастую выполняет разнообразную работу с компьютером, относящуюся к разным группам работ, то его деятельность относят к той группе работ, на которую затрачивается более 50% рабочего времени.

Для каждой из перечисленных групп работ назначен уровень нагрузки, определяющий тяжесть и напряженность работы. Уровень нагрузки определяется следующим образом (Таблица 6.2):

- А – количество суммарных считываемых знаков;
- Б – количество считываемых или вводимых знаков;
- В – суммарное время, проведенное во время работы за компьютером.

Таблица 6.2 – Уровень нагрузки в зависимости от категории работ

Категория работы по тяжести и напряженности	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работы на ЭВМ		
	Группа А Количество знаков	Группа Б Количество знаков	Группа В Время работы, ч
I	До 20000	До 15000	До 2,0
II	До 40000	До 30000	До 4,0
III	До 60000	До 40000	До 6,0

Трудовая деятельность, связанная с разработкой методики применения корреляционного анализа для оценки степени интерференции скважин, предполагает совокупность нагрузки всех трех типов, а категория работы по тяжести и напряженности может варьироваться. Во избежание умственного перенапряжения необходимо соблюдать рациональный режим труда и отдыха, а также следить за своевременным питанием и физической формой.

2. Перенапряжение зрительного анализатора

Офисный работник проводит большую часть рабочего дня, смотря в монитор, отчего зрительный анализатор находится в постоянном напряжении. Это может быть причиной возникновения головных болей, синдрома сухого глаза и общего снижения зрения. Во избежание вышеуказанного дисплей компьютера должен отвечать требованиям, представленным в Таблице 6.3 [15].

Таблица 6.3 – Допустимые визуальные параметры устройств отображения информации

Параметр	Допустимые значения
Яркость белого поля	Не менее 35 кд/м ²
Неравномерность яркости рабочего поля	Не более 20%
Контрастность (для монохромного режима)	Не менее 3:1
Частота обновления изображения	Не менее 60 Гц

Предотвратить излишнее напряжение глаз можно, соблюдая следующие меры: правильная настройка технических параметров монитора, соблюдение режима зрительной работы, минимизация отраженного света и бликов.

3. Повышенный уровень электромагнитных излучений

Электромагнитное излучение, создаваемое экраном монитора при работе за компьютером, имеет негативное влияние на здоровье работника. Предельно допустимые значения электромагнитного излучения от экрана монитора устанавливаются СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [17] (Таблица 6.4).

Таблица 6.4 – Допустимые уровни электромагнитного поля, создаваемых персональной электронно-вычислительной машиной

Наименование параметров		Допустимый уровень
Напряженность электрического поля	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	25 В/м
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	В диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц	250 нТл
	В диапазоне частот 2 кГц – 400 кГц	25 нТл
Электростатический потенциал видеомонитора		500 В

Для обеспечения безопасной работы необходимо придерживаться рационального режима труда и отдыха, соблюдать расстояние между монитором и глазами не менее 70 см и по возможности работать с включенным режимом монитора «Защита глаз».

4. Повышенная или пониженная температура воздуха

Повышенная или пониженная температура может наблюдаться в рабочей зоне из-за неисправностей отопительной системы или системы вентиляции, что может привести к снижению производительности, повышенной усталости, в крайних случаях к перегреву или переохлаждению. В Таблице 6.5 представлены рекомендованные величины показателей микроклимата в офисном помещении (категория работ по уровню энергозатрат Iб).

Таблица 6.5 – Оптимальные величины показателей микроклимата в офисном помещении

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	21 – 23	20 – 24	40 – 60	0,1
Теплый	22 – 24	21 – 25	40 – 60	0,1

Для поддержания оптимального микроклимата могут быть использованы системы кондиционирования в теплый период года и системы водяного отопления в холодный период года, помимо этого необходимо своевременно осуществлять проветривание помещения и применять вентиляционное оборудование (радиаторы, тепловые пушки).

6.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Исходя из ГОСТ 12.0.003-86 [1] недостаточная освещенность рабочей зоны может приводить к быстрой утомляемости работника, перенапряжению зрительного анализатора и к общему ухудшению психоэмоционального состояния. Для создания благоприятных условий работы требуется организовать наиболее комплексное и равномерное освещение рабочего пространства. Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [16] стол с компьютером необходимо располагать по левую сторону от окна. Искусственное освещение

необходимо устанавливать в верхней части помещения параллельно стене с оконными проемами для того, чтобы была возможность отключения искусственных источников света в дневное время и использовать только естественный свет. При необходимости возможно применение дополнительного индивидуального освещения с концентрацией светового пучка на документе. При этом световой пучок не должен создавать блики на столе или мониторе. Освещенность на рабочей поверхности также регламентируется СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [16] и должна находиться в интервале от 300 до 500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности монитора. Освещенность поверхности экрана должна превышать 300 лк.

Несоблюдение вышеуказанных норм и требований может привести к преждевременному утомлению, перенапряжению зрительного анализатора, головным болям и общему снижению работоспособности сотрудника.

Далее представлен расчет системы общего равномерного искусственного освещения для рассматриваемого офисного пространства. Алгоритм расчета системы искусственного освещения воспроизведен в соответствии с источниками [23, 35]. Параметры рабочей зоны: длина A – 6 м; ширина B – 6 м; высота потолка H – 4 м; в офисе чистый бетонный потолок и бетонные стены с окнами, потому коэффициент отражения стен ρ_c – 30%, а коэффициент отражения потолка $\rho_{\text{п}}$ – 50%. С учетом того, что в рабочем пространстве характеризуется хорошим отражением потолка и стен, выбираем светильник прямого света общего освещения диффузный ОД с двумя люминесцентными лампами.

Свес светильников h_c принят равным 0,4 м, в таком случае высота подвеса светильников $h_{\text{п}}$ составляет (Формула 6.1):

$$h_{\text{п}} = H - h_c = 4 - 0,4 = 3,6 \text{ м} \quad (6.1)$$

Полученное значение превышает минимально допустимое (3,5 м), соответственно, высота подвеса соответствует нормам.

Высота рабочей поверхности $h_{рп}$ равна 0,8 м, в таком случае высота светильника над рабочей поверхностью h рассчитывается следующим образом (Формула 6.2):

$$h = h_{п} - h_{рп} = 3,6 - 0,8 = 2,8 \text{ м} \quad (6.2)$$

Следующим шагом расчета будет определение оптимального расстояния между светильниками с учетом критерия оптимальности расположения светильников λ для выбранного типа светильников 1,4. Расстояние между светильниками определяется по Формуле 6.3:

$$L = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 2,8 = 3,92 \text{ м} \quad (6.3)$$

Определим количество рядов $n_{ряд}$ для рабочей зоны шириной B равной 6 м. Тогда (Формула 6.4):

$$n_{ряд} = \frac{(B - \frac{2}{3} \cdot L)}{L} + 1 = \frac{(6 - \frac{2}{3} \cdot 3,92)}{3,92} + 1 = 1,86 \text{ м} \quad (6.4)$$

Так как количество рядов должно быть целым числом, округлим полученное значение до 2. Длина светильника $l_{св}$ равна 1,23 м, длина комнаты 6 м. Теперь определим количество светильников в ряду (Формула 6.5):

$$N_{св} = \frac{(A - \frac{2}{3} \cdot L)}{l_{св} + 0,5} + 1 = \frac{(6 - \frac{2}{3} \cdot 3,92)}{1,23 + 0,5} + 1 = 1,95 \approx 2 \text{ ед} \quad (6.5)$$

В каждом из двух светильников ОД установлено по две лампы (n), тогда общее число ламп в оптимальной осветительной системе (Формула 6.6):

$$N = n \cdot n_{\text{ряд}} \cdot n_{\text{св}} = 2 \cdot 2 \cdot 2 = 8 \text{ ед} \quad (6.6)$$

Определим индекс помещения i (Формула 6.7):

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A+B)} = \frac{6 \cdot 6}{2,8 \cdot (6+6)} = 1,07 \quad (6.7)$$

В таком случае, при $i = 1,07$, коэффициентах отражения стен ρ_c и потолка ρ_n равных 30 % и 50 % соответственно, коэффициент использования светового потока, согласно [17], равен $\eta = 0,48\%$.

Коэффициент запаса зависит от степени запыленности производственного помещения. Учитывая, что трудовая деятельность осуществляется в офисном помещении, считается, что выделение пыли минимально, потому коэффициент запаса K_z принимается равным 1,5. Нормативная освещенность E_n для искусственного освещения офисного помещения по СП 52.13330.2016 равна 200 лк [19].

Определим совокупный световой поток используемых ламп Φ . Коэффициент неравномерности Z для люминесцентных ламп примем равным 1,1. Тогда (Формула 6.8):

$$\Phi = \frac{E_n \cdot A \cdot B \cdot K_z \cdot Z}{N \cdot \eta} \cdot 100\% = \frac{200 \cdot 6 \cdot 6 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{8 \cdot 48} \cdot 100\% = 3094 \text{ лм} \quad (6.8)$$

Ближайшая подходящая лампа — люминесцентная лампа ЛД 65 с мощностью $p_{\text{л}}$ 65 Вт и световым потоком 3750 лм. Электрическая мощность всей осветительной системы равна (Формула 6.9):

$$P = N \cdot p_{\text{л}} = 8 \cdot 65 = 520 \text{ Вт} \quad (6.9)$$

Выполним проверку полученных значений на соответствие следующему уравнению (Формула 6.10):

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд.}} - \Phi_{\text{л.расч.}}}{\Phi_{\text{л.станд.}}} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (6.10)$$

Тогда (Формула 6.11):

$$-10\% \leq \frac{3750 - 3094}{3750} \cdot 100\% \leq +20\% \quad (6.11)$$

$$-10\% \leq 17,5\% \leq +20\%$$

Так как условие выполняется, можно сделать вывод о том, что для рассматриваемого помещения подходит установка четырех светильников типа ОД, каждый из которых оборудован двумя лампами ЛД 65 мощностью 65 Вт и световым потоком 3750 лм.

6.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Основным опасным производственным фактором в офисном помещении является возможность поражения электрическим током. Основными причинами поражения током в условиях офиса являются прикосновение к токоведущим частям, находящимся под напряжением и использование неисправного электрического оборудования или небезопасная эксплуатация исправного электрического оборудования. Электрический ток, проходя через организм человека способен вызвать ожоги разной степени тяжести, нарушить работу мышечной системы, изменить физико-химический состав крови и даже привести к смерти.

Основные технические и организационные мероприятия, обеспечивающие безопасное ведение производственной деятельности с использованием электротехники, предписываются ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [8]. К техническим средствам, способным защитить работника от воздействия электрического тока, относятся устройства автоматического контроля и отключения питания, изолирующие защитные средства, защитное заземление и зануление.

6.5 Экологическая безопасность

При осуществлении трудовой деятельности большая часть задач будет выполняться с использованием компьютерной техники и периферийных устройств, отчего основным принципом охраны окружающей среды и минимизации негативного влияния деятельности человека является необходимость в правильном хранении и утилизации отходов.

Компьютерная техника и периферийные устройства содержат в себе ртуть, свинец, кадмий, бериллий, мышьяк, охлаждающие жидкости, инертные газы и прочие токсичные вещества, попадание которых в окружающую среду может иметь непоправимое воздействие на литосферу (твердые отходы компьютерной техники), гидросферу (жидкие отходы компьютерной техники) и атмосферу (газообразные отходы люминесцентных ламп, выделение озона при работе принтера).

Персональные компьютеры в случае выхода из строя списываются и помещаются на хранение, при необходимости компьютер и его комплектующие утилизируются. Наиболее правильный способ утилизации персональных компьютеров и периферийных устройств – это заключение договора с фирмами, профессионально занимающимися утилизацией компьютерной техники. Отработанные люминесцентные лампы, относятся к отходам, которые сортируются и собираются отдельно, поэтому утилизация люминесцентных ламп и их хранение должны отвечать определенным

требованиям, потому самое верное решение – воспользоваться услугами компаний, специализирующихся на утилизации отходов. То же самое касается батареек, аккумуляторов, сменных картриджей для принтера и других сопутствующих отходов. Неправильный же подход к организации утилизации отходов производства может привести к образованию стихийных свалок, которые наносят большой ущерб селитебным территориям.

6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Согласно ГОСТ Р 22.0.02-94 ЧС [10] - это нарушение нормальных условий жизни и деятельности людей на объекте или определенной территории (акватории), вызванное аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, эпизоотией (болезнь животных), эпифитотией (поражение растений), применением возможным противником современных средств поражения и приведшее или могущее привести к людским или материальным потерям".

С точки зрения осуществления трудовой деятельности в рассматриваемой рабочей зоне возможно возникновение следующих видов ЧС:

1. техногенного характера (отказ систем безопасности, пожар, взрыв и т.д.)
2. природного характера (наводнения, цунами, ураган и т.д.)
3. геологические воздействия (оползни, землетрясения, провалы территории и т.д.)

Однако основной чрезвычайной ситуацией, которая может произойти при выполнении работ, является пожар. Потенциально возможными причинами возгорания могут стать:

1. неисправность токоведущих частей оборудования;
2. возникновение коротких замыканий;

3. несоблюдение правил пожарной безопасности

Здание, в котором выполняются работы, должно соответствовать требованиям пожарной безопасности, иметь план эвакуации, с которым должны быть ознакомлены все посетители, должны быть развешены таблички и указатели путей эвакуации и эвакуационных выходов, развешены пожарные рукава и огнетушители, прошедшие поверку, должна действовать пожарная сигнализация. На каждом этаже должно находиться на менее двух огнетушителей, расположенных на видных местах около выходов и входов из помещений. Высота установки огнетушителя – не более 1,35 метра [3, 6].

6.7 Выводы по разделу

В ходе работы над разделом «Социальная ответственность» с целью обеспечения безопасного осуществления трудовой деятельности были проанализированы правовые и организационные вопросы обеспечения производственной безопасности: изучены документы, регламентирующие стандарты безопасности для данного вида работ, рассмотрены специальные правовые нормы трудового законодательства и организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Были проанализированы потенциально возможные вредные и опасные производственные факторы, произведен расчет системы искусственного освещения для офисного пространства, оценено воздействие производственной деятельности на окружающую среду, а также рассмотрены возможные и наиболее типичные ЧС и меры борьбы с ними. Результаты, полученные в ходе выполнения раздела, могут быть использованы в трудовой деятельности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы был произведен анализ мирового опыта применения механизмов математической статистики для решения различных нефтегазопромысловых задач, были изучены теоретические основы и базовые понятия теории корреляционного анализа. По результатам проведенного литературного анализа был сделан вывод о возможности адаптации концепции корреляционного анализа с целью прикладного применения данной методики для определения степени взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин и выявления промытых каналов для рассматриваемого опытного участка месторождения X.

Были проанализированы проведенные на опытном участке мероприятия по обоснованию и выполнению опытных работ по полимерному заводнению, а затем инициирован анализ эффективности реализованной системы полимерного заводнения с использованием методов корреляционного анализа.

В рамках выполнения данной научно-исследовательской работы для удобства осуществления расчетов была реализована программа на языке программирования Python. На основании проведенных расчетов коэффициентов корреляции Спирмена и Кендалла были выделены пары, характеризующиеся наибольшей теснотой связи и идентифицированы доминирующие направления фильтрации закачиваемой жидкости. Сравнительный анализ результатов оценки взаимодействия скважин на базе корреляционного анализа показал высокую степень сходимости со считающимися фактическими данными, полученными в результате проведения гидропрослушивания и индикаторных исследований, что говорит об эффективности предложенных статистических инструментов.

На основании результатов расчета коэффициентов Спирмена и Кендалла были сформулированы рекомендации по оптимизации работы системы полимерного заводнения. Была предложена повторная закачка высоковязкой оторочки с последующим полимерным заводнением, проведены расчеты по

определению технологического и экономического эффекта от проведения предлагаемого геолого-технического мероприятия.

Подход, используемый в работе, может быть использован как средство экспресс-оценки степени гидродинамического взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами с целью выделения доминирующих направлений фильтрации. Данная информация может быть использована для реализации своевременного контроля за состоянием системы разработки месторождений и являться основой для проведения дополнительных исследований, отбора скважин-кандидатов для внедрения полимерного заводнения, а также коррекции уже существующих программ заводнения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

Нормативные документы

1. ГОСТ 12.0.003-86. «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности» – М.: Издательство стандартов, 1988 г. – 11 с.
2. ГОСТ 12.0.003-2015. «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». М.: Издательство стандартов, 1974 г. – 25 с.
3. ГОСТ 12.1.004. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 81 с.
4. ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности. – М.: Министерство здравоохранения СССР, 1986. – 5 с.
5. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 2010. – 28 с.
6. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 2006. – 67 с.
7. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление. – М.: Гос. комитет СССР по стандартам: Изд-во стандартов, 1992. – 10 с.
8. ГОСТ 12.1.038-82. «Система стандартов безопасности труда ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» – М.: Издательство стандартов, 1983 г.– 7 с.
9. ГОСТ 12.2.032-78. «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования». М.: Издательство стандартов, 1979 г.– 9 с.
10. ГОСТ Р 22.0.02-94. «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Термины и определения основных понятий» – М.: Издательство стандартов, 1996 г.– 16 с.

11. ГОСТ Р ИСО 9241-4-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 4. Требования к клавиатуре [Электронный ресурс] – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс», 2009. – 40 с.

12. ГОСТ Р ИСО 9241-5-2009. Эргономические требования к проведению офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 5. Требования к расположению рабочей станции и осанке оператора [Электронный ресурс] – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс», 2009. – 38 с.

13. ГОСТ Р ИСО 9241-7-2007. Эргономические требования при выполнении офисных работ с использованием видеодисплейных терминалов (VDT). Часть 7. Требования к дисплеям при наличии отражений [Электронный ресурс] – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс», 2007. – 28 с.

14. МР 2.2.9.2311 – 07 «Профилактика стрессового состояния работников при различных видах профессиональной деятельности» – М., 2007. – 53 с.

15. Налоговый кодекс Республики Казахстан от 25 декабря 2017 года № 120-VI (с изм. и доп., по сост. на 01.07.2023). // Собрание актов Президента и Правительства Республики Казахстан, 2021 – 961 с.

16. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. // Министерство Здравоохранения России, г. Москва, 2009 г. – С. 1-13

17. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы» – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 56 с.

18. СанПиН 2.2.4.548-96. «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 – 11 с.

19. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*. М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003. – 28 с.

20. Трудовой кодекс Российской Федерации [Электронный ресурс]: федеральный закон от 30.12.2001 № 197-ФЗ – Доступ из справ.-правовой системы «КонсультантПлюс», 2001. – 210 с.

Опубликованные источники

21. 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.

22. Бернштейн С.Н. Об одном элементарном свойстве коэффициента корреляции / Зап. Харьк. матем. тов. 1932. Т. 5. С. 65-66.

23. Беспалько Н. Е. Расчет общего равномерного искусственного освещения производственного помещения: метод. указания / Н. Е. Беспалько. –Тамбов: Изд-во ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2013. – 12 с.

24. Васильев Д.М. Обоснование избирательной системы заводнения слабослабопроницаемых обводненных пластов месторождений нижневартовского свода: автореф. дисс. к.т.н. / Васильев Дмитрий Михайлович; Уфимский государственный нефтяной технический университет. - Уфа, 2017. - 23 с.

25. Гумерова А.А., Малышев В.Л., Моисеева Е.Ф. Анализ результатов гидропрослушивания пласта ЮС2 Вишневого нефтяного месторождения // Известия ТПУ. 2022. – Т. 333. – №6. – с. 167-177

26. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика. / В. Е. Гмурман. - М., Высш. шк., 2003. - 479 с.

27. Изотов А.А., Афонин Д.Г. Механизм распространения индикатора в терригенном пласте при трассерных исследованиях // Экспозиция Нефть Газ. 2021. №5(84). – с. 31-34.

28. Курганов Д.В. Расчет эффекта от перевода добывающей скважины в нагнетательный фонд в рамках управления разработкой нефтяным месторождением // УБС. 2019. №81. – С. 21.

29. Мартюшев Д.А. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах: дисс. к.т.н. / Мартюшев Дмитрий Александрович; Пермский национальный исследовательский политехнический университет. - Пермь, 2018. - 152 с.

30. Мартюшев, Д. А. Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами на турне-фаменской залежи Озерного месторождения / Д. А. Мартюшев, П. Ю. Илюшин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – Т. 15, № 18. – С. 33-41. – EDN VRVBSV.

31. Оптимизация системы заводнения в терригенных и карбонатных коллекторах / В.Е. Андреев, Д.Ю. Чудинова, А.П. Чижов, А.В. Чибисов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4(106). – С. 42–53.

32. Опытное-промышленное внедрение полимерного заводнения на месторождении Южно-Тургайского бассейна / Р. Ж. Абиров, А. Г. Мухамедова, Б. Панабеккызы [и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 5. – С. 15-19. – EDN VWPOAH.

33. Пономарева И.Н. Исследование взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами на основе построения многоуровневых моделей / И.Н. Пономарева, Д.А. Мартюшев, К.А. Черный // Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов. – № 2. Т. 332. 2021. – 116-126 с.

34. Редуцкий Ю.В. Учет взаимовлияния скважин при решении задач управления режимами эксплуатации месторождения // Территория Нефтегаз. 2011. №5 – 34-39 с.

35. Романенко С. В. Методика расчета системы общего равномерного искусственного освещения С. В. Романенко, Ю. В. Анищенко. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 7 с.

36. Сагитов Д.К. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах: автореф. дисс. к.т.н. / Сагитов Дамир Камбирович; ООО НПО "Нефтегазогеология". – Уфа, 2007. – 24 с.

37. Салаватова Р.Ш. Анализ особенностей взаимодействия эксплуатационных объектов при разработке многопластовых месторождений // Нефтепромысловое дело. 2018. №5. – с. 28-31.

38. Самедов Т. А., Новрузова С. Г., Алиев А. А. Выбор оптимального режима для группы скважин с учетом взаимодействия между ними (на месторождении Сангачалы-Дуванный-Хара-Зиря адасы) // Бюллетень науки и практики. 2018. Т. 4. №6. С. 188-196.

39. Соколов С. В. Алгоритм построения и возможности практического применения матрицы взаимовлияния скважин / С. В. Соколов // Сборник научных трудов. Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр, 2017. Вып. 3. С. 139-144.

40. Трофимов А.С., Бердников С.В., Кривова Н.Р., Алпатов А.А., Давиташвили Г.И., Гарипов О.М. Обобщение индикаторных (трассерных) исследований на месторождениях Западной Сибири // Территория Нефтегаз. 2006. №12. с. 72-77.

41. Турков О.С. Атлас месторождений нефти и газа Республики Казахстан / О.С. Турков, Н.Е. Куантаев, Г.Е. Кулумбетова // Алматы. 2020. В 2-х томах. Том 1. 392 с., Том 11. 416 с.

42. Яковлев А. С. Оценка гидродинамической взаимосвязи между скважинами на примере Сортымской свиты нижнего мела / А. С. Яковлев, Н. С. Кузнецов, Д. Ю. Чудинова // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сборник научных трудов. Том 7 (12). – Уфа: Общество

с ограниченной ответственностью "Издательство научно-технической литературы "Монография", 2018. – С. 126-132. – EDN UUFIJС.

43. Ameli F., Moghadam S., Shahmarvand S. Polymer flooding // Chemical Methods. Elsevier, 2022. P. 33-94.

44. Basilevsky A. Statistical factor analysis and related methods: theory and applications // John Wiley & Sons, Inc. – 2008. – P. 737.

45. Belkis T. Refunjol, Larry W. Lake. Reservoir Characterization Based on Tracer Response and Rank Analysis of Production and Injection Rates. // Forth International Reservoir Characterization Technical Conference – Houston, Texas, March 2-4, 1997. – P. 740.

46. Chang H.L., Zhang Z.Q., Wang Q.M., Xu Z.S., Guo Z.D., Sun H.Q., Cao X.L., Qiao Q. Advances in Polymer Flooding and Alkaline/Surfactant/Polymer Processes as Developed and Applied in the People's Republic of China, 2006 // 89175-JPT SPE. P. 84-89

47. Davis J.C. Statistics and data analysis in geology. – 3rd ed. – John Wiley & Sons, 2002. – 656 p.

48. Farajzadeh R. et al. Life-cycle assessment of water injection into hydrocarbon reservoirs using exergy concept // J Clean Prod. – 2019. – Vol. 235 – P. 812-821.

49. Galton F. Co-Relations and Their Measurement, Chiefly from Anthropometric Data // Proceedings of the Royal Society of London. – 1888. – V. 45. – P. 135–145.

50. Gbadamosi, A. O. An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects / A. O. Gbadamosi // Springer Journal, International Nano Letters. - 2019. - P. 172-202.

51. Kendall M. A New Measure of Rank Correlation // Biometrika. – 1938. – V. 30. – P. 81-89.

52. Quantitative well placement optimization of five-spot patterns in an anisotropic oil reservoir / Weiwei Xie, Xiaodong Wang, Chen Li, Yingfang Zhou //

International Journal of Oil, Gas and Coal Technology. – 2019. – V. 21. – № 3. – P. 333–356.

53. Reduction of residual oil saturation in sandstone cores using viscoelastic polymer / P. Qi, D. H. Ehrenfried, H. Koh, M. T. Balhoff. 10.2118/179689-PA. - Direct text // SPE Journal. - Vol. 22, Issue 02. - 2017. - P. 447-458.

54. Sayarpour M., Zuluaga E., Kabir C.S., Lake L.W. The use of capacitance–resistance models for rapid estimation of waterflood performance and optimization // J. Pet. Sci. Eng. – 2009 – V. 60 – P. 227–238.

55. Spearman C. The proof and measurement of association between two things // American Journal of Psychology. – 1904. – V. 15. – P. 72–101.

56. Valko P. P. Development and Application of the Multiwell Productivity Index (MPI) / P.P. Valko, L. E. Doublet, T. A. Blasingame // SPE Journal. – 2000. V. 5. № 1. – P. 21-31.

57. Vapnik V. The Nature of Statistical Learning Theory. – New York: Springer-Verlag, 2000. – 425 p.

Фондовая литература

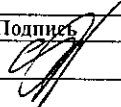
58. Информационный отчет опытно-промышленного внедрения технологии применения полимеров для заводнения / А.А. Нестеркин [и др.]. - Алматы: ТОО "Алстрон", 2014. – 181 с.

59. Паспорт объекта на выполнение работ по опытно-промышленному внедрению технологии применения полимеров при заводнении / А.А. Нестеркин [и др.]. - Алматы: ТОО "Алстрон", 2016. – 8 с.


Приложение А

INTERNATIONAL PRACTICE IN APPLYING OF CORRELATION ANALYSIS METHODS IN PETROLEUM ENGINEERING

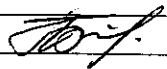
Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ11	Снегирев Максим Анатольевич		11.05.23

Консультант школы отделения ИШПР, ОНД

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Матвеев И.В.	к.ф.-м.н.		11.05.23

Консультант – лингвист отделения ИШПР, ОНД

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Болсуновская Л.М.	к.ф.н.		11.05.23

A.1 Well interference assessment

The current stage of development of the oil and gas industry is characterized by the fact that the main production volume falls on the fields that are in the final stages of development. Due to the significant depletion of most of the large fields and their high water cut, the role of tools that let you quickly obtain information about the current state of the extraction process at all stages of oil field development increases significantly.

The implementation and modernization of an effective oil and gas field development system, as well as the adoption of timely decisions to optimize the operation of the reservoir pressure maintenance system, cannot be carried out without taking into account the interaction (interference) between production and injection wells, because the change in the operation mode of one of them directly affects the operation modes of the others. Often two or more wells belong to the same aquifer, and their depression cones intersect – as a result, the zone of influence of one well overlaps the zone of influence of another well, which greatly reduces the efficiency of the pressure maintenance system. Besides that, the understanding of the patterns and distribution paths of the injected working agent in the formation under study allows us to determine the locus of the source of water flooding, as well as the areas of the production zone that are subject to premature water flooding or, on the contrary, are characterized by weak participation in the waterflooding process.

Thus, the choice of such operation modes, that allow to regulate the advance of the edge water circuit and determine the direction of flow of filtration flows in order to achieve complete development of reserves, should be justified not only by the technological parameters of each individual well, but also depending on the degree of well interaction.

A.2 Conventional methods for assessing the degree of well interference

To date, the most reliable and conditioned data are extracted when interpreting traditional (direct) methods for assessing the hydrodynamic connection between wells. Tracer studies are considered to be the most reliable way to study the distribution of water injected into the formation. The possibilities of this method are widely known in Russia and other countries, and the experience of its use has been studied in detail by oil and gas specialists all over the world. The essence of tracer methods consists in the study of the actual filtration flows of the productive formation by inputting labeled liquid into the injection well, which is pushed to the production wells with a displacement agent, taking samples from the production wells, their subsequent laboratory analysis and interpretation of the results. Based on the results of the analysis, graphical charts of the change in the tracer concentration in samples versus the time elapsed since the start of the tracer injection for each control production well are drawn. The appearance of these graphical curves characterizes the filtration heterogeneity of each identified high permeability filtration path of the investigated section of the formation, which is determined as a result of interpretation of the results of tracer studies using other available geological and field information. Tracer studies allow real-time assessment of the impact of each injection well on the operation of surrounding production wells without additional changes in operating mode. The tracer method provides access to obtaining qualitative and quantitative parameters required to design and evaluate the effectiveness of the implemented methods of enhanced oil recovery, technologies for limiting water flow, commissioning new wells and changing the operating modes of existing ones, as well as other ongoing geological and technical measures. However, the complex conditions of oil and gas production processes and the insufficient amount of geological and field information do not provide an opportunity to obtain unambiguous answers to questions related to the dynamics of the filtration flows, and the relative high cost and duration of the conduct limit the widespread use at the fields.

Another way to solve the problem of evaluating the hydrodynamic connection between two wells is interference test. This method is theoretically justified and widely used in practice, but also not without drawbacks – in addition to the high cost of carrying out the method, it does not provide an opportunity to quantify the power of interference between wells, but only allows to determine the fact of the presence or absence of hydrodynamic communication between wells.

A.3 Analysis of the application of alternative techniques

Based on all of the above, it is an urgent task to use various indirect methods that make it possible to make decisions on a limited amount of current geological and field information, the basis of which is the flow rates of oil, water, and the volume of injected liquid in waterflooding processes.

In modern practice, there are a number of analytical tools and methods for assessing well interference using a variety of physico-mathematical models, while the concept of an analytical method for assessing well interference is understood as an analysis-comparison of field information with the results of modeling the development process.

The simplest analytical method is the so-called geometric approach, in which the subject of analysis is waterflooding elements, and the coefficients of interference are calculated from the well location map as a fraction of the angle between the lines emanating from the injection well point, for example, to the middle of the sides of the waterflooding element, the tops of which are production wells (there are other ways to form the boundaries of waterflooding cells). In more complex versions of the geometric approach, the coefficients of interference are calculated taking into account: the difference in pressure at the injection and production wells, accumulated fluid production, net thicknesses, and distances between wells. The use of these methods can obviously lead to a wide variety of estimates of mutual influence, so their application is justified if there is no opportunity to apply better approaches.

S.V. Sokolov in his article develops the idea of constructing an impact matrix, which mathematically comes down to a partial inversion of the matrix of coefficients of a system of linear equations describing two-dimensional stationary filtration and having bottomhole pressure values as variables. The scientific publication P.P. Valko also considers the matrix of interactions, but from the standpoint of the result of the analytical solution of the problem of pseudo-established filtration of a single-phase fluid in a homogeneous isotropic formation. I.P. Purtova, in her work, proposes to use a stochastico-analytical model to estimate the degree of interference, which is an objective function with a quadratic pressure discrepancy, and the design pressure is based on the original analytical formula that takes into account the change in rates and acceleration over time. The most common analytical method can be called three-dimensional hydrodynamic modeling, which although it allows you to get an idea of the mutual impact of wells, but whose use is complicated by increased demand with the source data and a significant amount of resources required to create, optimize and update models.

In cases where analytical methods are not applicable due to excessive resource intensity and low accuracy of the obtained results, it seems appropriate to use statistical (probabilistic-statistical) methods based on analysis and processing of field information using various mathematical mechanisms. The use of statistical methods is often simpler and more reliable than attempts to establish and analytically describe patterns in the behavior of complex physical systems. Such an approach does not require serious assumptions and simplifications, it can be used for various distribution laws, for systems of any complexity and multiplicity of states, and is limited only by the values of the actual parameters of the original sample. Statistical methods have been successfully tested for solving various geological and technological problems by specialists around the world.

A.4 History of development and use of correlation analysis

The concept of "statistics" is a knowledge system that outlines the general issues of collecting, measuring, monitoring, analyzing mass statistical (qualitative or quantitative) data and comparing them. Statistical representations are the most important component of the life of a modern person. Statistical characteristics and researches play a significant role and are used not only in mathematics, but also in other branches of science, such as economics, medicine, psychology, engineering.

The most popular and applicable section of statistics within the oil and gas industry is correlation analysis, which combines many practical methods for investigating the correlation relationship between two or more random factors.

The term "correlation" itself was first used by french paleontologist J. Cuvier in 1806 in order to restore the appearance of the entire fossil animal from the parts already found. The generally accepted modern meaning of the concept of correlation began to acquire in the middle of the XIX century thanks to the work of a french physicist Auguste Bravais, who proposed a distribution formula for two random variables meeting the requirements of the normal distribution law, and English researcher Sir Francis Galton, who pioneered correlation analysis in statistics in his report "Correlations and Their Measurement, mainly according to anthropometric data, "and later prescribed the principles of calculating the correlation coefficient in 1892. However, the true founder of correlation theory is considered to be the English mathematician-statistician Karl Pearson, who created a theory in which correlation acts as a form of dialectical connection, in which many different reasons operate, both necessary and random, both common to both correlation variables and partial, affecting only one of them. Moreover, the development of his idea was carried out with the help of other studies, when the main theoretical provisions had already been created.

A.5 Theoretical basis of correlation analysis

The purpose of correlation analysis is to provide some information about one variable with another variable. In cases where goal achievement is possible, variables are said to correlate. In its most general form, the adoption of the correlation hypothesis means that the change in the value of the variable X will occur in parallel with the proportional change in the value of Y. Correlation analysis, like other statistical methods, is based on the use of probability models describing the behavior of the studied features in some general population, from which experimental values of x_i and y_i are obtained.

Correlation analysis operates with the concepts of correlation relationship and correlation coefficient to confirm or refute the existence of dependence between variables and to determine the strength of this dependence.

A correlation relationship is a consistent change in two (paired correlation relationship) or more features (multiple correlation relationship). Its essence lies in the fact that when the value of one variable changes, another variable naturally changes (increases or decreases).

Correlation coefficient – two-dimensional descriptive statistics, a quantitative measure of the relationship (joint variability) of two variables.

When the correlation between quantitative features is investigated, the values of which can be accurately measured in units of metric scales (meters, seconds, kilograms, and so on), then very often a model of a two-dimensional normally distributed population is adopted. This model displays the relationship between the variables x_i and y_i graphically as the geometric location of the points in the rectangular coordinate system. This graphical dependence is also called a scatter diagram or correlation field. This graph (Figure A.1) allows us to identify cases when the correlation is due to heterogeneity of the sample for one and another variable. In addition, these graphs allow you to determine the nature of the connection: its linearity and monotony.

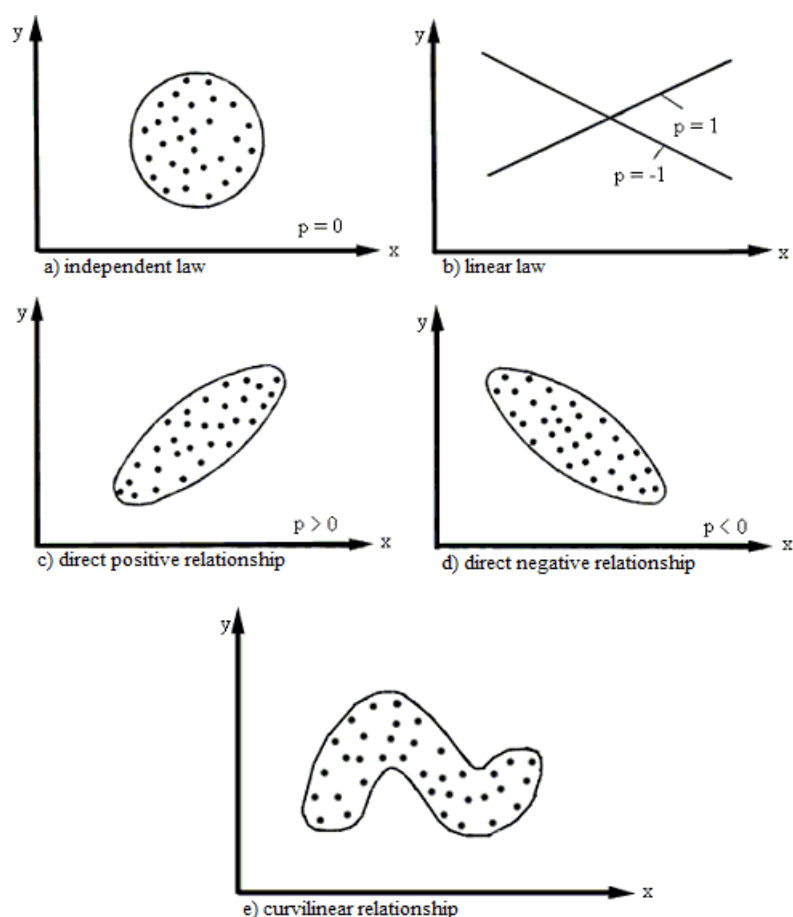


Figure A.1 – Graphical interpretation of the relationship between indicators
 [Gmourman V.E., 2003]

This model of a two-dimensional normal distribution makes it possible to give a clear graphical interpretation of the correlation coefficient, since the distribution in the aggregate depends on five parameters: m_x , m_y - expected values; s_x , s_y - standard deviations of random variables X and Y and p - correlation coefficient, which is a measure of the relationship between random variables X and Y

If $p = 0$, then the values of x_i and y_i obtained from the two-dimensional normal collection are plotted in coordinates x , y within the region bounded by the circle. In this case, there is no correlation between the random variables X and Y, and they are called non-correlating. For a two-dimensional normal distribution, uncorrelated means simultaneously the independence of the random variables X and Y.

If $p = 1$ or $p = -1$, then there is a linear (straight) functional relationship ($y = c + dx$) between the random variables x and y , it is called a total correlation. At $p = 1$,

the values of x_i and y_i determine the points lying on the straight line having a positive slope (with increasing x_i , the values of y_i also increase), at $p = -1$, the line has a negative slope. In intermediate cases ($-1 < p < 1$), the points corresponding to the values x_i, y_i fall into the region bounded by some ellipse, and at $p > 0$ there is a positive correlation (with increasing x_i , y_i values tend to increase), at $p < 0$ the correlation is negative. The closer p to $+1$ or -1 , the narrower the ellipse is and the closer the experimental values are grouped near the straight line.

The line along which the points are grouped can be not only a straight line, but can have any other shape: parabola, hyperbola, and so on. In these cases, a so-called nonlinear (or curvilinear) correlation can be observed.

Thus, visual analysis of the correlation field helps to reveal not only the fact of the presence of a statistical relationship (linear or non-linear) between the studied features, but also its tightness and shape. This is essential for the next step in the selection analysis and calculation of the corresponding correlation coefficient.

The correlation relationship between features can be described in many ways. In particular, any form of link can be expressed by a general equation $Y = f(X)$, where the feature Y is a dependent variable, or a function of an independent variable X called an argument. The correspondence between an argument and a function can be specified by a table, a formula, a graph, and so on. The correlation coefficient p for the general population is usually unknown, so it is estimated from experimental data, which is a sample of the volume of n pairs of (x_i, y_i) values obtained from the compatible measurement of two features of X and Y . The correlation coefficient determined from the sample data is called the sample correlation coefficient. It is usually denoted with the symbol r . The correlation coefficient has the following properties:

1. Correlation coefficients are capable of characterizing only linear relationships, i.e. those expressed by the equation of the linear function. If there is a nonlinear relationship between the varying features, other relation parameters should be used;

2. Correlation coefficient values are abstract numbers ranging from -1 to + 1, i. e. $-1 < r < 1$;
3. In case there is no relationship between features, then $r = 0$;
4. With a positive, or direct, relationship, when the values of one feature increase, the correlation coefficient acquires a positive sign and is in the range from 0 to + 1, i.e. $0 < r$;
5. If $r = 1$ or $r = -1$, the correlation relationship becomes functional, i.e. each value of the attribute X will correspond to one or more strictly defined values of the characteristic Y;
6. One cannot judge the validity of the correlation relationship between features only by the magnitude of the correlation coefficients. This parameter depends on the number of degrees of freedom $k = n - 2$, where: n is the number of correlated pairs of indicators X and Y. The more n , the higher the reliability of the connection with the same value of the correlation coefficient.

In practice, when assessing the relationship between indicators, the Chaddock scale is used:

1. weak degree of relationship - correlation coefficient values range from 0.1 to 0.3;
2. moderate degree of relationship - correlation coefficient values range from 0.3 to 0.5;
3. salient degree of relationship - correlation coefficient values range from 0.5 to 0.7;
4. high degree of relationship - correlation coefficient values range from 0.7 to 0.9;
5. very high degree of relationship - correlation coefficient values range from 0.9 to 1.0.

When studying the relationships between variables, the most preferred option is to apply the r -Pearson correlation coefficient directly to the original data. This

method of data analysis is called linear correlation analysis, it allows to establish direct connections between variables by their absolute values. The linearity of the correlation is manifested by the fact that the points are located along a straight line. The positive or negative slope of such a line is determined by the direction of the relationship.

However, using r -Pearson it is necessary to ensure that the following method applicability conditions are met:

1. Variables are distributed normally, that is, according to the Gaussian representation. The meaning of the normal distribution is that the most likely values of a random variable are located near its peak. As you move away from it, the probability of values decreases and if the value is located in the "tail" of the distribution, then it is very unlikely [26];

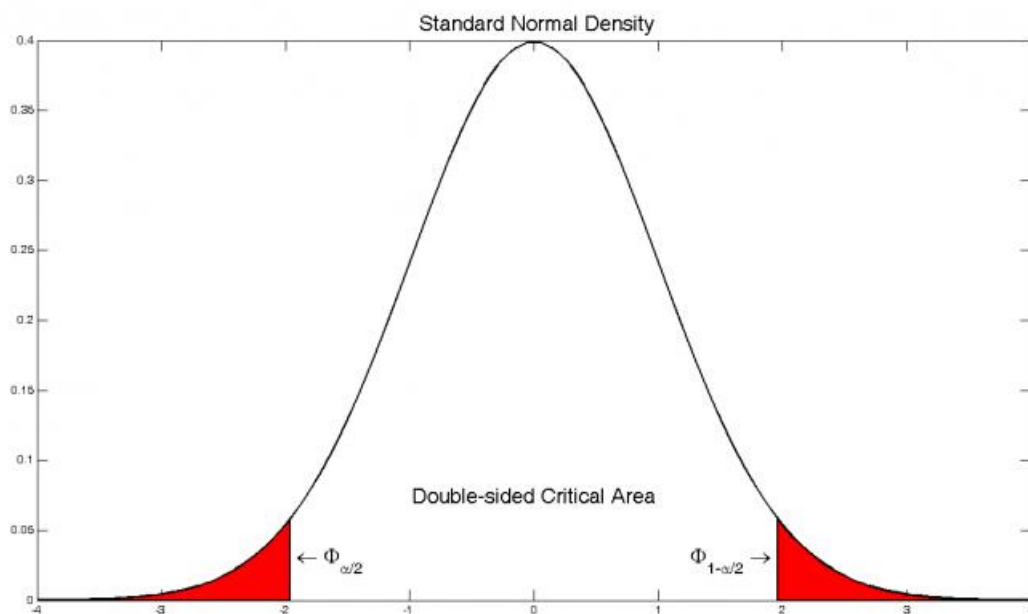


Figure A.2 – Critical area of normal distribution with respect to Pearson test [Gmourman V.E., 2003]

2. There are no outliers or their number is negligible compared to the total sample size. Back in 1932, S.N. Bernstein considered this problem regarding correlation coefficients and concluded that it was in the case of r -Pearson that the effect of emissions on the resulting correlation coefficient is highest. Outliers are extremely large or small values of functions. The presence of outliers means the

deviation of the distributions of one or both variables from the normal type. In general, if the distributions of variables are strongly skewed (asymmetric), this can significantly reduce the correlation value even with a strong relationship between the corresponding properties or, conversely, cause the appearance of a "false" correlation;

3. Linear nature of the relationship between variables. The r -Pearson test does not allow a sample analysis in which there are nonlinear connections, that is, when we cannot clearly judge the direction of the connections between two variables;

4. Sample size is represented by more than 30 variables, because with fewer factors, checking the sample of values for normality will not make sense due to the inapplicability of Student's test.

If at least one of the conditions is not met, then the application of r -Pearson is impractical, since the result obtained will not be correct. A universal solution for the above problems was the use of rank correlation methods, which implied the transition from the absolute value of the analyzed parameters to the values of their corresponding ranks.

1.6 Application features of the rank correlation method

Rank correlation is a method of correlation analysis that reflects the relationships of variables ordered in ascending or descending order of their value.

When using rank correlation methods, not accurate quantitative estimates of the values of the characteristic-variables are used but their ranks. For this, the elements of the population are arranged in a certain order in accordance with some characteristic inherent in them in a different measure. The resulting series of elements is called ordered. The ordering process itself is called ranking, and each member of the series is assigned a rank, or rank number (ordinal number).

Ranks are the ordinal numbers of the units of a population in a ranked series. If you rank the population according to two features, the relationship between which is studied, then the complete coincidence of the ranks means the closest direct relationship and the complete opposite of the ranks means the closest opposite relationship. You must rank both characteristics in the same order, either from smaller to larger characteristic values or vice versa. For example, the element with the lowest characteristic value is assigned rank 1, the next element is assigned rank 2 and so on. Elements can also be arranged in descending order of their characteristic values. Thus, each element is compared with all other elements of the population. If the element has not one, but two features x and y , then each element is assigned two ordinal numbers in accordance with the established ranking rule to study their effect on each other.

The rank correlation method does not require linear correlation between variables however it is necessary for the regression function to be monotonic. Monotone relationship is characterized by the ability to indicate only the general direction of communication between two variables without using any quantitative characteristics. It cannot be said how much, for example, a certain increase in one variable leads to an increase in another variable. There are only two directions of such relationships: increase and decrease.

Ranking can be carried out by attributes that cannot be quantified: subjective assessments, preferences, ratings. In such cases, the researcher, based on his experience, or comparing with any reference, ascribes ranks to the elements of the population for each of the studied qualitative features.

When calculating the strength of rank correlation, no assumptions are required about the nature of the distributions of features in the general population - the degree of close association of ordinal features is determined, which in this case are the ranks of the compared values.

The next step after ranking is to examine the relationship between rank numbers by determining the correspondence between two sequences of ordinal estimates. In other words, the tightness of rank correlation is measured.

The rank correlation coefficient proposed by the English statistician Charles Edward Spearman in 1904 is one of the non-parametric indicators of the relationship between variables measured on the rank scale.

The Spearman correlation coefficient ranges from -1 to + 1. It can be positive and negative, characterizing the directionality of the population between the two features measured on the rank scale. With positive correlation, higher values of one feature correspond to higher values of the other, and lower values correspond to lower ones. In case of negative correlation, higher values of one feature correspond to lower values of the other, and lower values of one feature correspond to higher values of the other. The closer the modulus of the correlation coefficient to 1, the stronger the relationship between the measured values is, if the correlation coefficient is 0, then all the ranks are mixed, and no correlation is found.

To calculate the rank correlation coefficient, it is necessary to have two rows of ranked values of initial values that can be ranked. Spearman's correlation coefficient is calculated using the Formula A.1:

$$\rho = 1 - \frac{6\sum d_i^2}{n^3 - n} \quad (\text{A.1})$$

where

d – difference between ranks of two variables,

n – number of matched pairs.

Different values are assigned ranks denoted by natural numbers. If there are similar ranks, the formula for calculating Spearman's linear correlation coefficient will be slightly different. In this case, two new terms considering the same ranks are added to the correlation coefficient calculation formula. They are called corrections for equal ranks and are added to the numerator of the calculated Formulas A.2 and A.3.

$$D_1 = 1 - \frac{n^3 - n}{12} \quad (\text{A.2})$$

$$D_2 = 1 - \frac{k^3 - k}{12} \quad (\text{A.3})$$

where n – number of equal ranks in the first column,
 k – number of equal ranks in the second column.

If there are two groups of the same ranks in any column, then the correction Formula A.4 becomes more complicated:

$$D_3 = \frac{(n^3 - n) + (k^3 - k)}{12} \quad (\text{A.4})$$

In the presence of the same ranks, the Formula A.5 for calculating the Spearman rank correlation coefficient takes the form of:

$$\rho = 1 - \frac{6 \sum d_i^2 + D_1 + D_2 + D_3}{n^3 - n} \quad (\text{A.5})$$

If the population has a normal distribution, ρ -Spearman can be used to estimate the r -Pearson correlation coefficient using the Formula A.6:

$$r = 2 \cdot \sin \frac{\pi}{6} \cdot \rho \quad (\text{A.6})$$

To apply the Spearman correlation coefficient, the following conditions must be observed:

1. The variables to be compared must be obtained on an ordinal (rank) scale, but can also be measured on a scale of intervals and ratios.
2. The nature of the distribution of correlated values is irrelevant.
3. The number of variable features in the compared variables X and Y must be the same.

Another rank correlation coefficient, unrelated to the premise of population normality, was proposed by Maurice George Kendall in 1938. It also takes values from -1 and + 1.

Kendall's coefficient uses pairs of observations and determines the strength of the relationship based on a pattern of concordance or discordance between pairs. When comparing two elements, two opposite situations are possible: tie and inversion. The situation in which the change X for two observations has the same direction as the change Y for the same observations is called a tie (concordant pair) and the differently directed change is called an inversion (discordant pair).

In other words, in a concordant pair, both elements of one pair are greater than, equal to or less than the corresponding elements of the other pair. On the contrary, a pair of observations is called discordant, in which there is a discrepancy in the directivity of two pairs of ranks.

The number of discordant pairs in the set of observations is called the τ -Kendall distance or Kendall rank distance. It is a metric that counts the number of pairwise differences between two ranked sets of feature values. The longer this distance, the more the two features differ, and therefore the less the relationship between them, but in practice Kendall's rank correlation coefficients τ_a and τ_b are much more often used.

To calculate both modifications of the τ -Kendall all units are ranked by the factor characteristic X, then for a number of the resulting characteristic Y, the number of subsequent ranks exceeding this one is calculated for each rank (they are denoted by P) – this is the number of ties, and the number of subsequent ranks below this one (they are denoted by Q) - the number of inversions (Formula A.7).

$$\sum P - \sum Q = \frac{1}{2} n(n - 1) \quad (\text{A.7})$$

The Kendall τ_a rank correlation coefficient is calculated using the following Formula A.8:

$$\tau_a = \frac{2(\sum P - \sum Q)}{n(n-1)} = \frac{\sum P - \sum Q}{\sum P + \sum Q} = 1 - \frac{4\sum Q}{n(n-1)} = 1 - \frac{4\sum P}{n(n-1)} \quad (\text{A.8})$$

The τ -Kendall coefficient should be considered as a measure of the order of the second sequence, relative to the first. The task of determining the rank correlation coefficient can be shown graphically using the intersection method. If you connect cells with the same ranks using lines in the rank list for two features (as shown in the figure below), some lines will intersect. Line intersections indicate that the pair is discordant, so the number of intersections reflects the strength of the dependency between the ranked features.

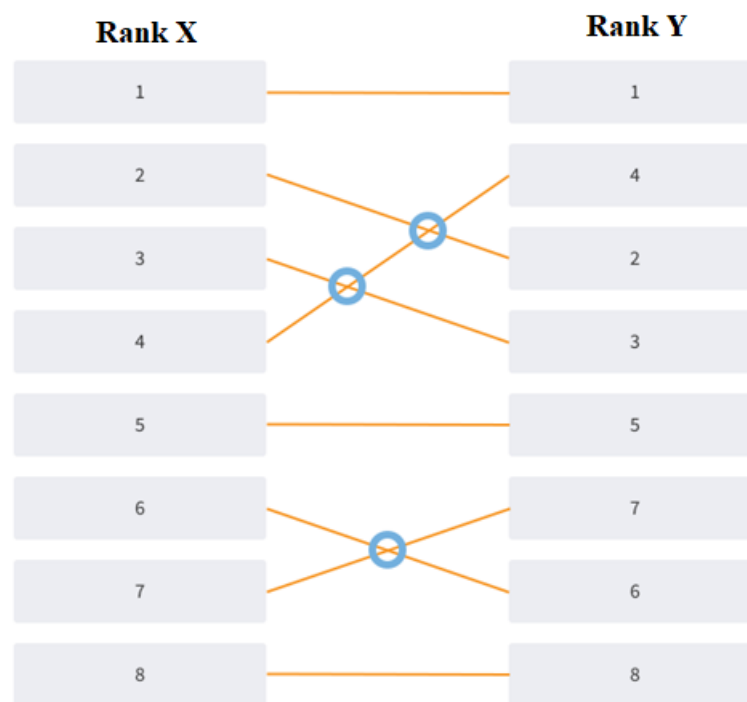


Figure A.3 – Graphical representation of the interference method
Basilevsky A., 2008

Indeed, if there are no intersections, then there will be an absolute positive relationship between the features X and Y. If all pairs generate intersections, then the ranks will be differently directed, i.e. there is an absolute negative relationship, in which case the number of intersections will be equal to $0.5 \cdot n \cdot (n - 1)$, i.e. the maximum number of discordant pairs. In such a case, the Formula A.9 for the Kendall rank correlation coefficient can be written as:

$$\tau_a = 1 - \frac{2 \cdot I}{0,5 \cdot n \cdot (n - 1)} \quad (\text{A.9})$$

where I — number of intersections.

The **rank correlation coefficient τ -b** – takes into account the so-called connected ranks by making an appropriate correction. Connected are ranks obtained by averaging the same ranks. The number of observations over which the connected rank is averaged is called the bond length. The Formula for calculating the τ -b coefficient is as follows:

$$\tau_b = \frac{2(\sum P - \sum Q)}{\sqrt{(n_0 - n_x)(n_0 - n_y)}} \quad (\text{A.10})$$

where

$n_0 = 0.5 \cdot n \cdot (n-1)$ – maximum possible number of pairs;

$n_x = \sum t_{iX}(t_{iX} - 1)$ – correction for connected ranks according to X, where i is the number of the group of links;

$n_y = \sum t_{jY}(t_{jY} - 1)$ – correction for connected ranks according to Y, where j is the number of the group of links;

t_{iX} – number of connected ranks in relationship group i for X (bond length);

t_{jY} – number of connected ranks in relationship group j for Y (bond length)

Pairs built according to observations with connected ranks are not considered either concordant or discordant, therefore, they are not taken into account in the calculation (0 is set for them).

The statistics of τ -Kendall are equivalent to r-Spearman in fulfilling basic assumptions, but calculating the Kendall correlation coefficient is associated with the need to calculate the number of ties and inversions, therefore it is considered more time-consuming, although it has its advantages, the main of which are:

1. relatively great advancement in the study of statistical properties;
2. the possibility of using ranks for private correlation;

The following are examples of the calculation of Kendall and Spearman rank correlation coefficients, from which it can be seen that in most cases $|\rho| > |\tau|$.

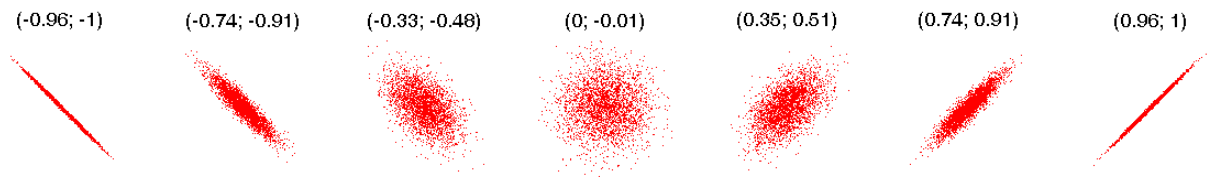


Figure A.4 – Examples of calculations of correlation coefficients ρ –Spearman and τ –Kendall

[Vapnik V., 2000]

The numeric values of the ρ –Spearman and the τ –Kendall are different because they differ in both their internal logic and the way they are calculated. In the case of the Spearman coefficient, inversions have additional weight, which causes the ρ to react more strongly to any disagreement in the ranks of the elements.

Moreover, it is worth remembering that the Kendall and Spearman statisticians have a different interpretation: if Spearman's correlation coefficient can be considered as a direct analogue of the r –Pearson correlation coefficient, calculated by ranks, then Kendall's statistics are rather based on the calculation of probabilities (to be more precise, the presence of differences between the probabilities of the order of the observed data for the two quantities is checked).

With a large number of observations ($n > 30$) and weak or moderately close connections, the following ratio takes place (Formula A.11):

$$\rho_{xy} \approx \frac{3}{2} \tau \quad (\text{A.11})$$

The use of correlation analysis methods in order to optimize the oil and gas field development system is examined in many scientific works, however the applied tasks for the purpose of which the hydrodynamic connection between wells is assessed, the mechanisms for selecting the initial data for analysis and the productive formations themselves in the publications of different authors are different, which

does not allow to use a unified algorithm for solving geological and technical problems. Thus, this work's aim is an adaptation of the concept of correlation analysis in order to determine the degree of interference between injection and production wells as a part of the optimization of the current development system for the studied section of the deposit of field X and an assessment of the adequacy of the resulting mathematical model compared to the actual results of tracer studies.

Приложение Б

(справочное)

Код программы

```
# Импортируем библиотеки, необходимые для реализации вычислений и построения графиков
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt

# Входные массивы данных: дебит и приемистость, количество измерений
debit = [Список значений дебита]
priem = [Список значений]
n = len(debit)

# Функция для определения степени силы связи в соответствии со шкалой Чеддока
def correlation_strength(coef):
    coef = abs(coef)
    if coef < 0.1:
        res = 'Связь практически отсутствует'
    elif coef < 0.3:
        res = 'Слабая сила связи'
    elif coef < 0.5:
        res = 'Умеренная сила связи'
    elif coef < 0.7:
        res = 'Заметная сила связи'
    elif coef < 0.9:
        res = 'Высокая сила связи'
    else:
        res = 'Весьма высокая сила связи'
    return res

# Функция для определения списка рангов
def count_rank(list_values):
    rank_list = np.argsort(np.argsort(list_values))
    for i in range(len(rank_list)):
        rank_list[i] += 1
    return rank_list

# Расчет коэффициента Спирмана
def spearman(ranks_debit, ranks_priem):
    diff_ranks = []
    for i in range(n):
        sq_diff = (ranks_debit[i] - ranks_priem[i])**2
        diff_ranks.append(sq_diff)
    spearman_coef = 1 - (6*sum(diff_ranks))/(n*(n**2 - 1))
    return spearman_coef

# Расчет коэффициента Кендалла
def kendall(ranks_debit, ranks_priem):
    both_ranks = list(zip(ranks_priem, ranks_debit))
    sorted_ranks = sorted(both_ranks)
```

```

p_concord = []
for i in range(n):
    val = sorted_ranks[i][1]
    j = i + 1
    sum_ranks = 0
    while j < n:
        if sorted_ranks[j][1] > val:
            sum_ranks = sum_ranks + 1
            j += 1
    p_concord.append(sum_ranks)
q_disconcord = []
for i in range(n):
    val = sorted_ranks[i][1]
    j = i + 1
    sum_ranks = 0
    while j < n:
        if sorted_ranks[j][1] < val:
            sum_ranks = sum_ranks + 1
            j += 1
    q_disconcord.append(sum_ranks)
kendall_coef = (sum(p_concord) - sum(q_disconcord))/(0.5*n*(n-1))
return kendall_coef

# Основное тело программы
# Реализация вычислений
ranks_debit = count_rank(debit)
ranks_priem = count_rank(priem)
result_spearman = spearman(ranks_debit, ranks_priem)
spearman_interpret = correlation_strength(result_spearman)
print("Коэффициент Спирмена =", result_spearman, spearman_interpret)
result_kendall = kendall(ranks_debit, ranks_priem)
kendall_interpret = correlation_strength(result_kendall)
print("Коэффициент Кендалла =", result_kendall, kendall_interpret)

# Построение графика и вывод значений коэффициентов
measure_count = range(1, n + 1)
plt.title('Зависимость дебита от приемистости')
plt.xlabel('Номер измерения', color='gray')
plt.ylabel('м3/сут', color='gray')
plt.text(1, max(debit)+10, 'Дебит')
plt.text(1, min(priem)-15, 'Приемистость')
plt.text(n/2.5, max(priem)/2, 'Коэффициент Спирмена = {0:.5f}\n{1}'.format(result_spearman,
spearman_interpret)
+ "\nКоэффициент Кендалла = {0:.5f}\n{1}'.format(result_kendall, kendall_interpret),
bbox={'facecolor':'yellow', 'alpha':0.2})
plt.plot(measure_count, debit)
plt.plot(measure_count, priem)
plt.show()

```