

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Проектирования объектов нефтегазового комплекса

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Сравнительный анализ методик выделения и оценки параметров зон трещиноватости карбонатных коллекторов по данным микросканирования скважин (на примере месторождений Западной и Восточной Сибири)

УДК 552.578.2.061.4:552.54(571.1/.5)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Бурцев Григорий Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	К.Г.-М.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ПОНК	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н., ИТ		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 (специальность)

Кафедра Проектирования объектов нефтегазового комплекса

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой ПОНК
 _____ Меркулов В.П.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

магистерской диссертации

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Бурцев Григорий Евгеньевич

Тема работы:

Сравнительный анализ методик выделения и оценки параметров зон трещиноватости карбонатных коллекторов по данным микросканирования скважин (на примере месторождений Западной и Восточной Сибири)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.08.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Результаты исследований скважин месторождений U, J и K, расположенных на территории Западной и Восточной Сибири, микроимиджерами FMI и UBI; русскоязычная и англоязычная литература по геологическому строению месторождений, методам кластеризации, экономическому анализу и экологической безопасности.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Сравнение результатов микроимиджеров FMI и UBI, кластеризация трещин, анализ экономической эффективности, социальная ответственность перед сотрудниками, экологическая безопасность.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Схемы устройств FMI и UBI (Liu); карты расположения исследуемых месторождений (Багринцева).</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Профессор Белозеров В.Б.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Доцент Мищенко М.В.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</p>	
<p>Fractures Parameters Characterization (Характеристика параметров трещиноватости)</p>	
<p> </p>	
<p> </p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>28.06.2017</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н		28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Бурцев Григорий Евгеньевич		28.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Бурцев Григорий Евгеньевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01. нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Материальные и трудовые затраты</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Эксплуатационные затраты</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налоги НДС, НДС, ставка дисконта 10 %</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	<i>Методы сравнения денежных потоков, уменьшение рисков</i>
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	<i>Методическая рекомендация по оценке эффективности инвестиционных проектов</i>
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	<i>Способы уменьшения неопределенности, принятие оптимальных решений</i>
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	<i>Сравнение результатов</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.06.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Бурцев Григорий Евгеньевич		28.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Бурцев Григорий Евгеньевич

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01.Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Объекты месторождения U, J и K; Вредоносные факторы: вредные вещества, метеоусловия; Опасные факторы: взрывопожароопасность, движущиеся детали механизмов; Негативное воздействие на окружающую среду: загрязнения литосферы, загрязнения атмосферы; Возможные чрезвычайные ситуации: выбросы химических веществ, пожары и взрывы</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Нормативно-правовые акты Российской Федерации</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Нефтегазовый промысел представляет собой опасную область деятельности; Существует возможность получения ожогов или химического отравления на производстве; Проведение опасных работ требует наличия необходимого уровня допуска и средств индивидуальной защиты</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Опасность поражения электрическим током; Пожароопасность; Взрывоопасность; Опасность получения травм и увечий; Опасность отравлений</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 	<p>Оценка возможного влияния месторождения на экологическую обстановку; Охарактеризование месторождения как объекта производства отходов;</p>

<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	Принятие мер по охране окружающей среды
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций: взрывы, пожары, химические отравления; Принятие мер по недопущению ЧС; Меры предосторожности при ЧС
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	Безопасная эксплуатация объектов нефтегазового промысла; Требуемая квалификация работников
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	28.06.2017
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		28.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Бурцев Григорий Евгеньевич		28.06.2017

Результаты обучения

Код	Результаты обучения
1	2
P1	Способность использовать естественнонаучные, математические, экономические, юридические и инженерные знания в области геологии, разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
P2	Способность определять, формулировать и решать междисциплинарные инженерные задачи в области нефтегазовых технологий с использованием профессиональных знаний и современных методов исследования
P3	Способность планировать и проводить исследования в сложных и неопределённых условиях с использованием современных технологий, а также критически оценивать полученные данные
P4	Способность анализировать нестандартные ситуации и быстро выбирать оптимальные решения при разработке нефтяных и газовых месторождений
P5	Способность использовать творческий подход для разработки новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса, а также модернизировать и совершенствовать применяемые технологии нефтегазового производства
P6	Способность разрабатывать многовариантные схемы для достижения поставленных производственных целей, с эффективным использованием имеющихся технических средств
P7	Способность анализировать и систематизировать современные технологические и научные достижения нефтегазовой отрасли, а также выявлять их актуальные проблемы
P8	Способность эффективно работать индивидуально и в качестве члена команды, а также руководить командой, формировать задания, распределять обязанности и нести ответственность за результаты работы
P9	Способность самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в своей профессиональной деятельности
P10	Владеть иностранным языком как средством профессионального общения, на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде

Реферат

Ключевые слова: МИКРОИМИДЖЕР, FMI, UVI, КЛАСТЕРИЗАЦИЯ ТРЕЩИН, МЕТОД КЛАСТЕРИЗАЦИИ К-СРЕДНИХ, АЗИМУТ ПАДЕНИЯ ТРЕЩИН, УГОЛ ПАДЕНИЯ ТРЕЩИН, КАЖУЩАЯСЯ ПОРИСТОСТЬ ТРЕЩИН, КАЖУЩАЯСЯ ПЛОТНОСТЬ ТРЕЩИН, КЛАССИФИКАЦИЯ ТРЕЩИН НЕЛЬСОНА.

Целью работы является проведение анализа результатов методов микроимиджеров, используя информацию с трех месторождений Западной и Восточной Сибири.

Расчеты выполнены в программных пакетах Mathcad и Statistica, применен метод кластеризации k-средних для кластеризации трещин на месторождении, выполнено сравнение результатов исследований *FMI* и *UVI*.

Результаты и методики проведенного исследования могут быть использованы при построении геологических моделей. Определены преобладающие углы азимутов падения трещин и углы падения. Проанализирована связь между результатами исследования и геологической информацией о тектонических процессах.

Влияние на экономическую эффективность разработки месторождения определяется полученной информацией о распределении типов трещин, которые были сгруппированы по классификации Нельсона. От определенных преобладающих азимутов и углов падения зависит анизотропия проницаемости коллектора.

Abstract

Key words: MICROIMAGER, FMI, UBI, FRACTURES CLUSTERIZATION, K-MEANS CLUSTERIZATION METHOD, AZIMUTH OF FRACTURES DIP, FRACTURES DIP, APPARENT FRACTURES POROSITY, APPARENT FRACTURES DENSITY, NELSON'S FRACTURES CLASSIFICATION

The aim of the work is the conduction of the comparative analysis of the microimager data using the information from three different Siberian fields.

All the calculations were performed in software packages Mathcad and Statistica. K-means clusterization method was used for the observed fractures. Comparison between the results of *FMI* and *UBI* methods was also done.

Methods of the research having been used during the completion process of the work can be used in the geological models construction. The dominate azimuths of fractures dip and fractures dips were determined. The link between the received results and the geological tectonic information was established to account for fractures possible distribution and reservoir anisotropy.

The impact on the economic efficiency is provided by the having been obtained during the research opportunity to receive the information about the fractures types distribution. The fractures were grouped using Nelson's classification. The possible efficiency of the fluid displacement depends on the prevailing directions of fractures azimuths of dip and fractures dips angles along with the anisotropy created by these fractures.

Применяемые определения

В данной работе применяются следующие нижеперечисленные определения:

1. *FMI (Formation Micro Imager)* – электрические микроимиджер, представляющий собой каротажное устройство, разработанное компанией Schlumberger, для получения изображения внутренней поверхности вдоль ствола скважины. При помощи этого изображения можно определить параметры имеющихся зон трещиноватости;
2. *UBI (Ultrasonic Borehole Imager)* – ультразвуковой микроимиджер, еще одно устройство для получения изображения внутренней поверхности скважин, разработка компании Schlumberger.
3. Микроимиджер – перевод на русский язык англоязычного словосочетания *micro imager*.
4. Кластеризация – процесс группирования некоторой совокупности элементов, каждый обладающий своим набором признаков, в группы элементов, обладающих схожими характеристиками;
5. Метрика – способ вычисления расстояния между двумя разными элементами, в данной работе применяется евклидова метрика;
6. Зона трещиноватости – интервал, обнаруженный вдоль ствола скважины, обладающий повышенным относительно других интервалов удельным количеством трещин.

Оглавление

Введение.....	13
1 Обзор литературы	15
2 Методы определения зон трещиноватости.....	16
2.1 Электрический микроимиджер.....	17
2.2 Ультразвуковой микроимиджер.....	19
2.3 Определение пространной ориентации трещин	20
3 Характеристика пород-коллекторов месторождений	23
3.1 Месторождение U	23
3.2 Месторождение J.....	26
3.3 Месторождение K	29
4 Методика исследования.....	33
4.1 Метод кластеризации k-средних	33
4.1.1 Применяемые нормировки.....	33
4.1.2 Процедура кластеризации	34
4.2 Расчет кажущейся пористости трещины.....	37
4.3 Расчет кажущейся плотности трещин.....	38
5 Характеристика параметров трещиноватости.....	40
5.1 Кластеризация трещин по классификации Нельсона	40
5.1.1 Исходные данные.....	40
5.1.2 Схема классификации	40
5.1.3 Процедура кластеризации	42
5.1.4 Распределение типов трещин вдоль ствола скважины	47
5.2 Сравнительный анализ микроимиджеров <i>FMI</i> и <i>UBI</i>	47
5.2.1 Исходные данные.....	47
5.2.2 Распределение параметров трещин: азимутов падения и углов падения.....	48
5.2.3 Группировка трещин по азимутальным направлениям	57
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	66
6.1 Сравнение денежных потоков	66
6.2 Риск менеджмент	67

6.3 Источники рисков при анализе трещиноватости и способы их уменьшения.....	68
7 Социальная ответственность	71
7.1 Метеоусловия	74
7.2 Пожарная безопасность.....	74
7.3 Ограничение негативного воздействия на окружающую среду	75
7.4 Система мониторинга за возникшим нефтяным загрязнением	77
7.5 Борьба с химическими отравлениями.....	78
7.6 Возмещение экологического ущерба.....	80
Заключение	82
Список литературы	84
Приложение А	86
Приложение Б.....	111
Приложение В.....	114

Введение

Нефтегазовые компании в настоящее время обладают высоким интересом к исследованию карбонатных трещиноватых коллекторов. Исключением не являются и российские компании, оперирующие на месторождениях Западной и Восточной Сибири. Пользуясь новейшими разработками в области получения и интерпретации данных о зонах трещиноватости в карбонатных коллекторах, были разработаны и опробованы многочисленные методы получения информации о параметрах естественных трещин в толщах пород трещиноватых месторождений.

Данная работа посвящена методам исследования *FMI* и *UBI*. Целью работы является проведение анализа результатов этих методов, используя информацию с трех месторождений Западной и Восточной Сибири.

Для достижения поставленной цели необходимо поставить и выполнить нижеперечисленные задачи:

1. привести геологическое описание месторождений, данные с которых использованы в работе;
2. привести физические основы методов *FMI* и *UBI*;
3. выбрать классификацию зон трещиноватостей для дальнейшего проведения кластеризации трещин, чьи параметры были определены при помощи микроимиджеров;
4. выбрать алгоритм кластеризации и использовать его для проведения группировки трещин по выбранной классификации;
5. привести статистическую информацию о полученных результатах группирования;
6. проанализировать различия между параметрами, трещин, определяемыми методами *FMI* и *UBI*;
7. привести статистическую информацию о параметрах трещин, полученных с помощью методов *FMI* и *UBI*;
8. сделать выводы о двух разных применяемых микроимиджерах;
9. привязать полученные результаты к геологической ситуации.

Актуальность работы подчеркивается необходимостью отрасли в достоверности информации об оцениваемых параметрах трещин:

- проницаемости;
- пористости;
- азимутов падения трещин;
- углов падения трещин.

В работе предлагается механизм проведения кластеризации трещин, полученных с данных микроимиджеров, по их параметрам кажущейся пористости и кажущейся плотности для проведения анализа качества трещиноватого коллектора. Вторым разделом является проведение анализа результатов микроимиджеров FMI и UVI с применением аналогичной схемы кластеризации данных.

Используемые методики анализа трещин могут быть применены при анализе эффективности разрабатываемого месторождения, при построении геологических моделей карбонатных коллекторов, например, в пакете Petrel компании Schlumberger. Для геологического моделирования значимость работы определяется возможностью использования методик и результатов исследования в стохастическом распределении трещин по пласту-коллектору с оцененными параметрами и возможностью применения распределения трещин с внешним ко-кригингом. В последнем случае применяется задаваемый тренд по оцененным параметрам трещиноватости по каждой отдельной скважине.

Для проведения расчетов были использованы программные вычислительные пакеты Mathcad и Statistica. Все полученные результаты в наглядном графическом виде представлены работе. Для сравнения статистических параметров была использована табличная форма представления информации.

1 Обзор литературы

Проблеме получения информации о состоянии зон трещиноватости при помощи данных микроимиджеров посвящено множество различных статей и литературы.

В качестве первичной информации о методах исследования *FMI* и *UBI* в данной работе использовались сведения, взятые в том числе непосредственно с официальной страницы с документацией компании Schlumberger по интерпретации данных микроимиджеров. Схемы устройств *FMI* и *UBI* взяты из англоязычной литературы за авторством Hongqi Liu.

Информация о геологии западносибирских месторождениях взята из русскоязычной литературы – основным источником является атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа за авторством Багринцевой. Часть предоставленной для выполнения работы использованной информации является закрытой и, соответственно, не может быть найдена в литературе. Действительные названия месторождений и скважин были заменены.

Алгоритм кластеризации методом *k*-средних, использованный в работе, был взят из англоязычных статей по кластеризации. Авторами данных статей являются Ismail Bin Mohamad, Khaled Alsabt и другие.

Экономическая часть выполнена основываясь на англоязычных статьях Thomas A. Weber и I. Häring.

Основным источником информации по разделу, посвященному социальной ответственности, является книга М.Б. Полозова по экологии нефтегазодобывающего комплекса. Также использован русскоязычный учебник за авторством Ю. П. Кокина и П. Э. Шлендера.

2 Методы определения зон трещиноватости

Значительное влияние на трещиноватые карбонатные породы-коллекторы оказывает их структура зон трещиноватости. Будучи заинтересованными в максимально возможном экономически эффективном коэффициенте извлечения углеводородов из трещиноватых карбонатных пластов, научно-производственные центры нефтегазовых компаний стремятся уделять пристальное внимание проблеме структуре трещиноватости, охватывающей коллектор, и разработали для этого целую серию методик и оборудования. Интересующие исследователя параметры трещин приведены ниже:

1. длина трещины;
2. раскрытость трещины;
3. проницаемость трещины;
4. количество (плотность) трещин на удельную единицу объема трещиноватой горной породы;
5. пространственная ориентация трещины:
 - a. угол падения;
 - b. азимут

Методы, позволяющие определять наличие зон трещиноватости, можно разделить следующим образом [9]:

1. прямые методы:
2. анализ керновых данных;
3. скважинные видеокамеры;
4. надувные пакеры;
5. косвенные методы:
6. анализ каротажных данных, включая ультразвуковой и электрический микроимиджеры;
7. гидродинамический анализ;
8. манипуляции с керновыми и каротажными петрофизическими данными

Из перечисленных выше методов исследования трещин, данная работа посвящена именно ультразвуковому и электрическому микроимиджерам, более детальная информация о которых приведена в нижележащих подразделах.

2.1 Электрический микроимиджер

В данном методе пространство ствола скважины отображается в прямоугольную пиксельную карту, чьи пиксели представляют собой записанные значения электрического сопротивления вдоль ствола скважины. Метод ранее требовал применения исключительно проводящего бурового раствора для успешной записи результатов измерений сопротивления, тем не менее, нефтегазовыми компаниями были изобретены и способы применения данного метода исследования и при использовании буровых растворов на полимерной основе, но в дальнейшем в описании работы метода будет предполагаться наличие именно проводящего бурового раствора. Так, при проводящем растворе трещины и каверны внутри трещиноватой карбонатной породы будут заполнены данным раствором, что, в свою очередь, скажется на значениях зафиксированного электрического сопротивления, которое окажется ниже, чем повышенное сопротивление в низкопористых и нетрещиноватых интервалах.

Принципиальная схема устройства электрического микроимиджера компании Шлюмберже, именуемого *FMI (Formation Micro Imager)*, приведена на рисунке 2.1.1 [8]. Данное устройство включает в себя четыре так называемых руки, каждая из которых содержит на себе два крыла, на каждое из которых приходится по одной откидной створке. На каждую пару из крыла и откидной створки приходится по 24 электрода.

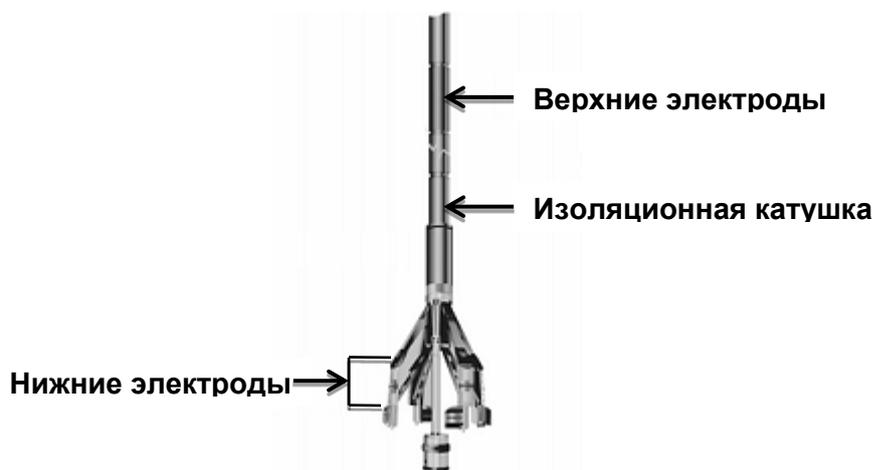


Рисунок 2.1.1 – Схема электрического микроимиджера компании Шлюмберже

Нижние электроды генерируют электрический ток, который улавливается и записывается верхними электродами. Значения записанного сигнала в виде единиц сопротивления затем оцифровываются согласно заданной цветовой схеме. Более темные цвета обычно соответствуют зонам пониженного электрического сопротивления, то есть, повышенной проводимости, в то время как более яркие цвета наоборот соответствуют интервалам повышенного электрического сопротивления. Полученные каротажные данные с электрического микроимиджера имеют разрешение вплоть до $0,1 \div 0,2$ дюймов ($0,254 \div 0,508$ см) как в латеральном, так и в вертикальном направлениях.

Два разных типа битовых карт могут быть получены во время проведения процесса оцифровки записей. Первый, статический, тип представляет собой электрическую проводимость, нормированную относительно минимального и максимального значений по всему интервалу исследования скважины. Второй же тип, динамический, нормирован относительно минимального и максимального значений не по всему интервалу, а только в рамках некоторого пространственного окна определенного размера, что позволяет более детально подчеркнуть и выделить маломасштабные особенности толщ исследуемых горных пород [11]. Ниже, на рисунке 2.1.2, приведены примеры как статического, так и

динамического изображений, полученных из одной и той же записи электрического микроимиджера [14].



Рисунок 2.1.2 – Статическое и динамическое изображения, полученные с электрического микроимиджера

2.2 Ультразвуковой микроимиджер

Ультразвуковой микроимиджер записывает топографию стенок ствола скважины при помощи ультразвуковых волн. Прибор такого типа компании Шлюмберже именуется *UBI (Ultrasonic Borehole Imager)* и имеет частоту звуковых волн, равную 250 либо 500 кГц, с вертикальным разрешением, соответственно, равным 0,4 либо 0,2 дюйма (1,016 или 0,508 см) [10]. Схематическое устройство прибора *UBI* изображено ниже, на рисунке 2.2.1 [8].

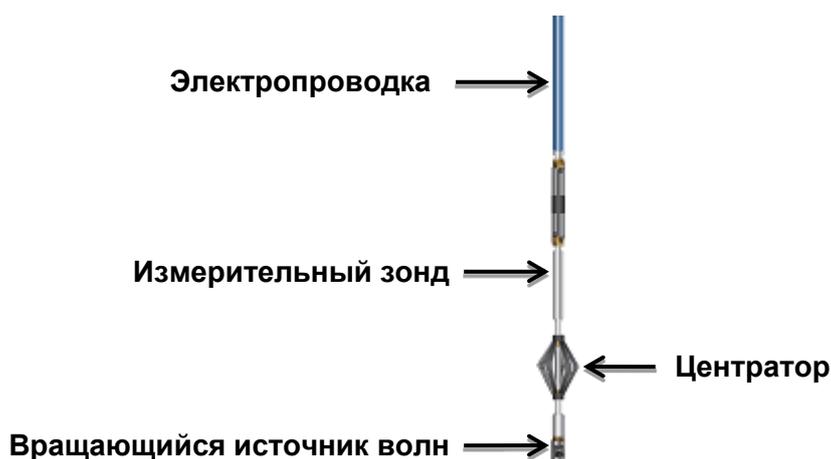


Рисунок 2.2.1 – Схема ультразвукового микроимиджера компании Шлюмберже

Ориентация записывающего датчика зависит от направления циркулярного вращения нижней подсистемы устройства. При направлении

по часовой стрелке будет происходить запись свойств пластового флюида, в то время как при вращении против часовой стрелки будет происходить запись показаний горных пород вдоль ствола скважины.

Значения записанных акустических амплитуд затем подвергаются процессу статической и динамической нормализации, аналогично случаю с электрическим микроимиджером, после чего получается прямоугольное пиксельное изображение. Более темные цвета обычно соответствуют более низким значениям записанных амплитуд, что может свидетельствовать о наличии каверн или трещин. В целом, полученное изображение аналогично тому, что получается при использовании электрического микроимиджера, но только имеет более грубое разрешение.

2.3 Определение пространной ориентации трещин

Изображение, полученное с помощью ультразвукового либо электрического микроимиджера, сперва требуется отобразить так, чтобы правая и левая стороны изображения соответствовали северному азимутальному направлению, как показано на рисунке 2.3.1 [11]. Такое представление позволяет определить как азимут трещины, так и угол ее падения [13]. Синусоидальная форма кривой на полученном изображении, сформированная плоскостью падения, позволяет определить азимутальное направление падения трещины, а амплитуда этой синусоиды позволяет найти угол падения трещины при помощи нижеприведенной формулы 2.3.1.

$$\operatorname{tg}(\alpha) = \frac{0,5amp}{r}, \quad (2.3.1)$$

где amp [см] – это амплитуда синусоиды; r [см] – это радиус скважины, зависящий от размера используемого при бурении долота.

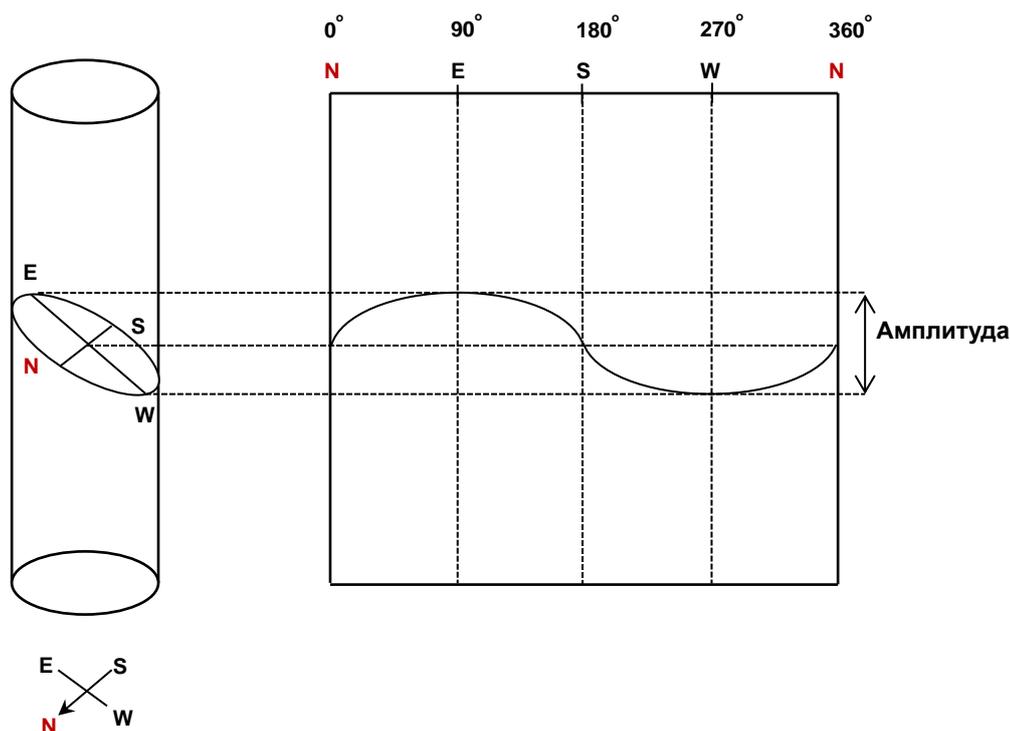


Рисунок 2.3.1 – Демонстрация принципа определения азимута трещины и угла ее падения на основе данных микроимиджера

Плоскость падения, вызванная наличием трещины, пересекает ствол скважины, образуя при этом эллипс, как показано на вышележащем рисунке. В данном случае азимут падения трещины имеет западное направление (270°) с углом падения, определяемым по формуле 2.3.1. Азимут простирания трещины имеет северное или южное направления, с углами, соответственно, 0° и 180° .

Отметим, что вертикальные и около вертикальные трещины не отображаются в виде синусоидальной кривой. Такие трещины могут существовать на полученном изображении в виде около вертикальной линии темного цвета. Также, при помощи таких каротажных данных можно определить и обвалы стенок ствола скважины и ненамеренные искусственно созданные трещины. Тем не менее, отделение искусственных от естественных трещин представляет собой достаточно трудоемкую для выполнения задачу со множеством неопределенностей и возможных неточностей. Основным принципом, способным помочь в отделении

искусственных трещин от естественных, является постоянство данных: естественные трещины с гораздо большей вероятностью будут иметь пространственную согласованность в виде схожих на некотором интервале углов падения и азимутальных направлений.

3 Характеристика пород-коллекторов месторождений

3.1 Месторождение U

Месторождение U имеет крайне интенсивную кавернозность и трещиноватость в своем целевом карбонатном интервале. Располагается данное месторождение в Западносибирской платформе, на юге Нюрольской мегавпадины. Местоположение месторождения представлено на рисунке 3.1.1 [1]. Месторождение U представляет собой положительную структуру, имеющую площадь 9×16 [км²], ограниченную тектоническими разломами с запада и востока.



Рисунок 3.1.1 – Местонахождение месторождения U

В песчанистом коллекторе месторождения U выделяются две залежи углеводородов: нефтяная залежь в пласте J15 и газоконденсатная залежь в пласте J14. В расположенном ниже карбонатном интервале месторождения, который и представляет исследовательский интерес в данной работе, выделяется одна нефтяная залежь.

Карбонатные отложения целевого интервала относятся к девонской системе и были подвергнуты процессу диагенеза, в результате которого их изначальная первичная пористость была сокращена с 20,0 до $1,9 \div 2,1$ %, после того как пустоты в породе-коллекторе были заполнены кристаллами доломита и анкерита. До заполнения трещины имели раскрытость, варьирующуюся от 2 до 10 [мм]. Отдельные трещиновидные каверны

сохранены и могут быть использованы для определения изначальной ширины существовавших трещин.

Процесс выщелачивания происходил под воздействием высоких температур и давления, в результате чего образовалась вторичная пористость, которая теперь составляет основной тип пористости в породе-коллекторе. Множественные микротрещины соединяют пустотное пространство. Средняя пористость на текущий момент составляет от 7,9 до 8,4 %. Межзерновые поровые каналы имеют ширину, варьирующуюся от 0,0039 до 32 [нм]. Текущая раскрытость трещин составляет от 0,05 до 0,3 [мм]. Наибольшие каверны имеют диаметр вплоть до 4,5 [мм]. Несколько отдельных каверн могут соединяться друг с другом, образуя одну каверну большего размера [1].

Карбонатные породы в целевом интервале имеют различное органическое происхождение с останками водорослей и коралл, обнаруженными среди тонких строматолитовых прослоек. Два основных типа пород могут быть выделены среди отложений целевого карбонатного интервала: пористые кавернозные проницаемые доломиты и неравномерно кавернозные практически полностью непроницаемые доломиты. Весь целевой интервал представлен доломитами.

Первый тип пород, проницаемые порово-кавернозные доломиты, имеют гомогенное поровое пространство с диаметром пор, изменяющимся от 5,0 до 50,0 [нм] в редких исключительных случаях. Непроницаемые поры с радиусом менее 0,1 [нм] занимают только 7,6 ÷ 8,6 % от всех пор. Изображение с микроскопа данного типа доломитов приведено ниже, на рисунке 3.1.2 [1].

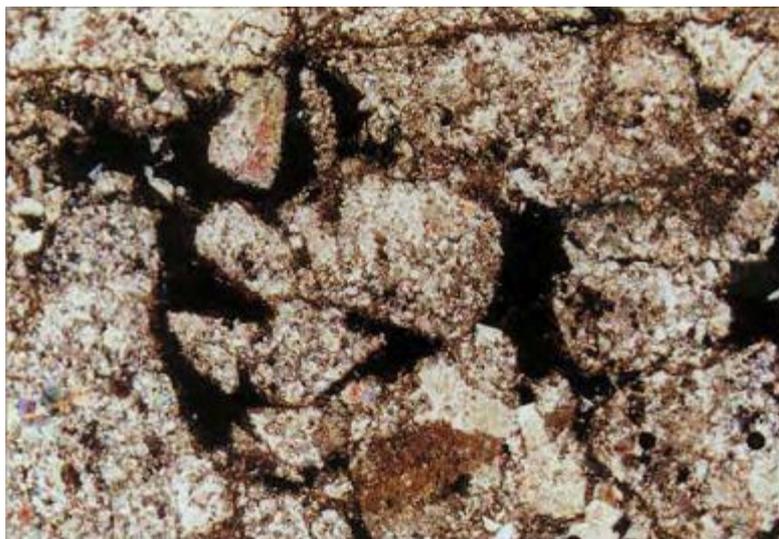


Рисунок 3.1.2 – Поровые кавернозные проницаемые доломиты месторождения U

Второй тип пород, непроницаемые кавернозные доломиты, изображен на рисунке 3.1.3 [1]. Диаметр поровых каналов у данных доломитов может достигать 64 [нм], но ввиду отсутствия либо недостаточного количества соединительных каналов между пустотами средняя проницаемость составляет менее чем 0,1 [мД]. В целом, комплексная сущность отложений, образующих месторождение U, делает практически невозможным однозначное определение типа породы на том или ином интервале.



Рисунок 3.1.3 – Неравномерно кавернозные практически непроницаемые доломиты месторождения U

Ниже, на рисунке 3.1.4, представлена литологическая колонка по карбонатным нефтенасыщенным отложениям месторождения по скважине W107 [1]. Можно заметить, что весь интервал представлен доломитами.

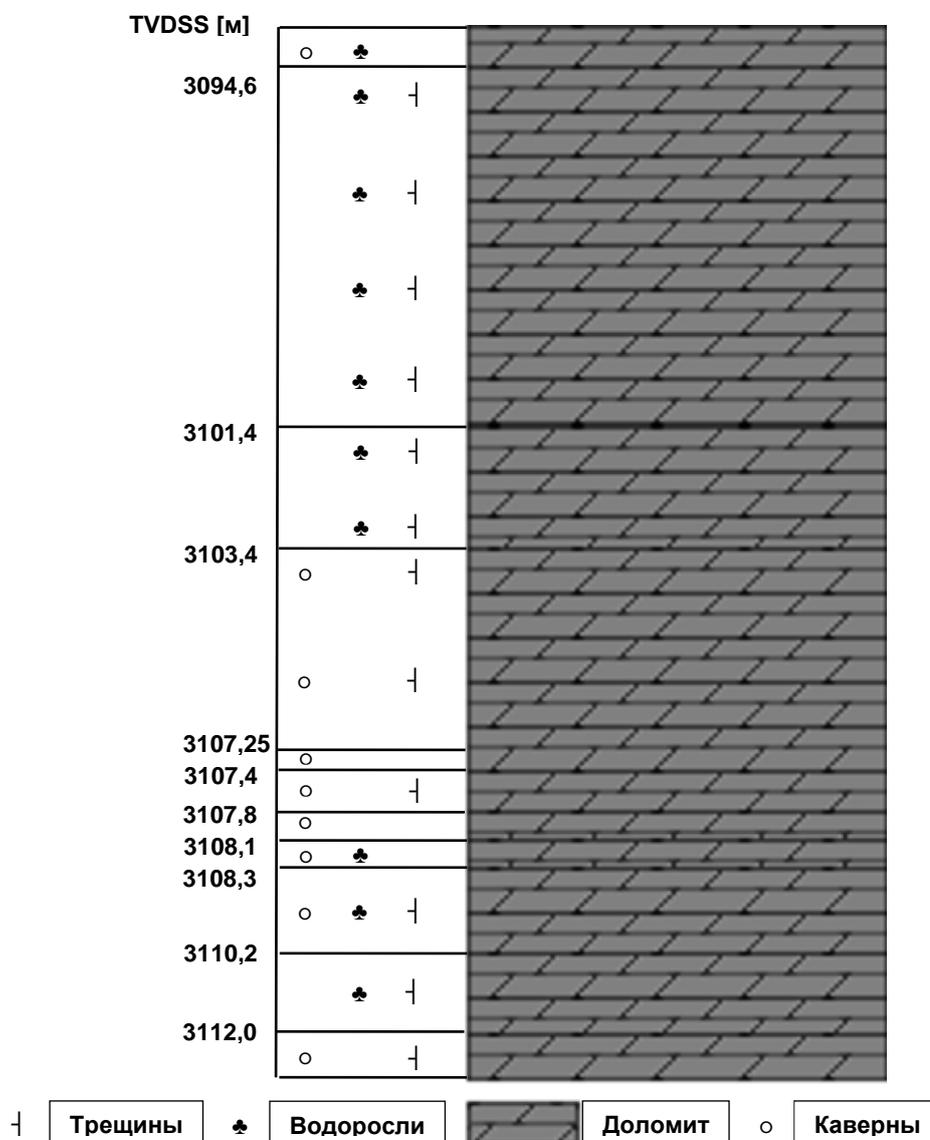


Рисунок 3.1.4 – Литологическая колонка по скважине W107 месторождения U

3.2 Месторождение J

На данное месторождение приходится большая часть наличествующих входных данных. Местонахождение месторождения J изображено ниже, на рисунке 3.2.1 [1].



Рисунок 3.2.1 – Местонахождение месторождения J

На месторождении запасы углеводородов содержатся внутри протяженного в обоих латеральных направлениях геологического тела, сложенного глинистыми доломитами. Репрезентативный схематичный геологический разрез по данному месторождению с юго-запада на северо-восток представлен ниже, на рисунке 3.2.2 [2].

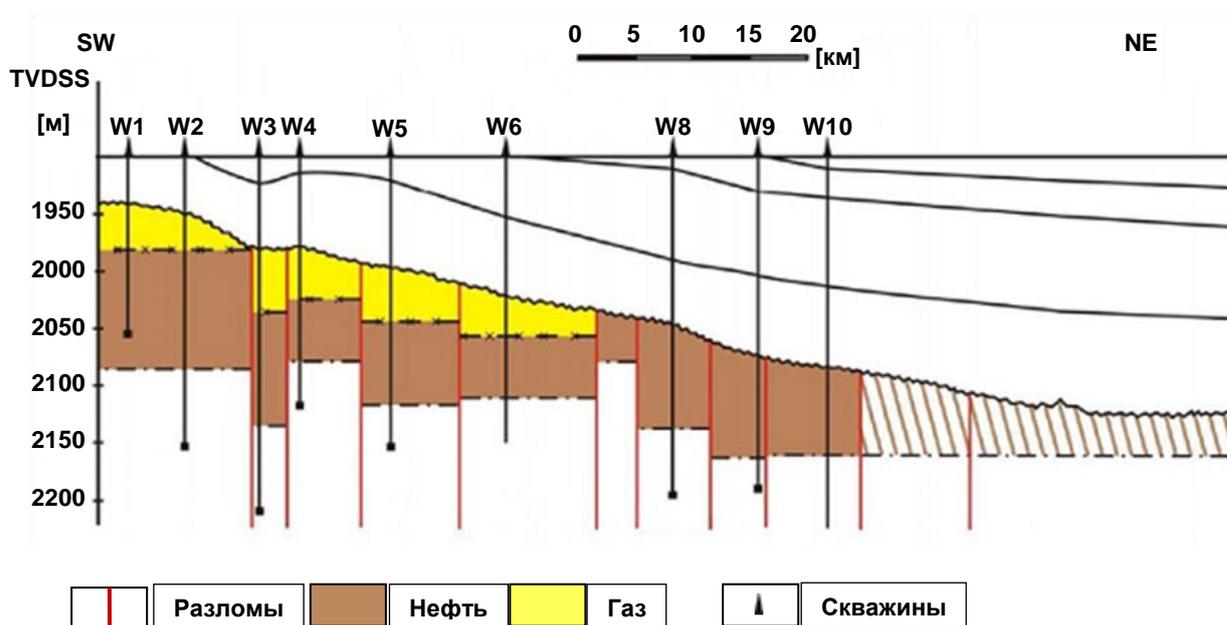


Рисунок 3.2.2 – Репрезентативный схематичный геологический разрез по месторождению J с юго-запада на северо-восток

Значения средней пористости внутри целевых отложений варьируются от 0,0 до 5,0 %, нефтенасыщенность может достигать 40 ÷ 60 %

в наиболее поровых интервалах. Усредненный газонефтяной контакт на месторождении принят на глубине 2006 [м] ниже уровня моря.

Углы падения естественных трещин изменяются в пределах $1^\circ \div 48^\circ$ с преобладающими углами, значения которых лежат в диапазоне $4^\circ \div 8^\circ$. Преобладающее азимутальное направления трещин юго-западное, с углами, лежащими в интервале от 220° до 240° .

Залежи углеводородов находятся внутри положительных структур, ограниченных сбросовыми, взбросовыми и сдвиговыми тектоническими нарушениями. Было установлено, что наиболее производительные скважины располагаются в зонах наибольшей происходившей тектонической активности, то есть там, где появились зоны интенсивной естественной трещиноватости.

На месторождении J каждый отдельный дискретный сбросовый блок обычно представляет собой отдельную зону накопления нефти, то есть, отдельную залежь и, следовательно, объект разработки. Месторождение включает в себя множество таких блоков, ограниченных разломами, образуя таким образом естественную тектоническую сетку карбонатных отложений. К сожалению, зоны интенсивной естественной трещиноватости не выдержанны по вертикали и, согласно предоставленным каротажным данным с имиджера, только для некоторых отдельных интервалов было установлено наличие зон действительно интенсивной трещиноватости в доломитах [2].

Наиболее выраженные разломы, рассекающие толщи пород месторождения, имеют северо-западное направление, в то время, как менее выраженные разломы, пересекающие более выраженные, имеют северо-восточное направление, тем самым образуя естественную сеть, состоящую из отдельных блоков. Вследствие гидродинамической изоляции отдельных блоков, каждый отдельный блок имеет свои собственные водонефтяной и газонефтяной контакты [2].

Верхняя часть отложений месторождения J сложена глинистыми ангидритовыми доломитами, а нижняя часть отложений содержит отдельные пропластки глинистых доломитов, отдельных слоев ангидритов и аргиллитов. Литологическая колонка по данным скважины W7 месторождения изображена на рисунке 3.2.3.

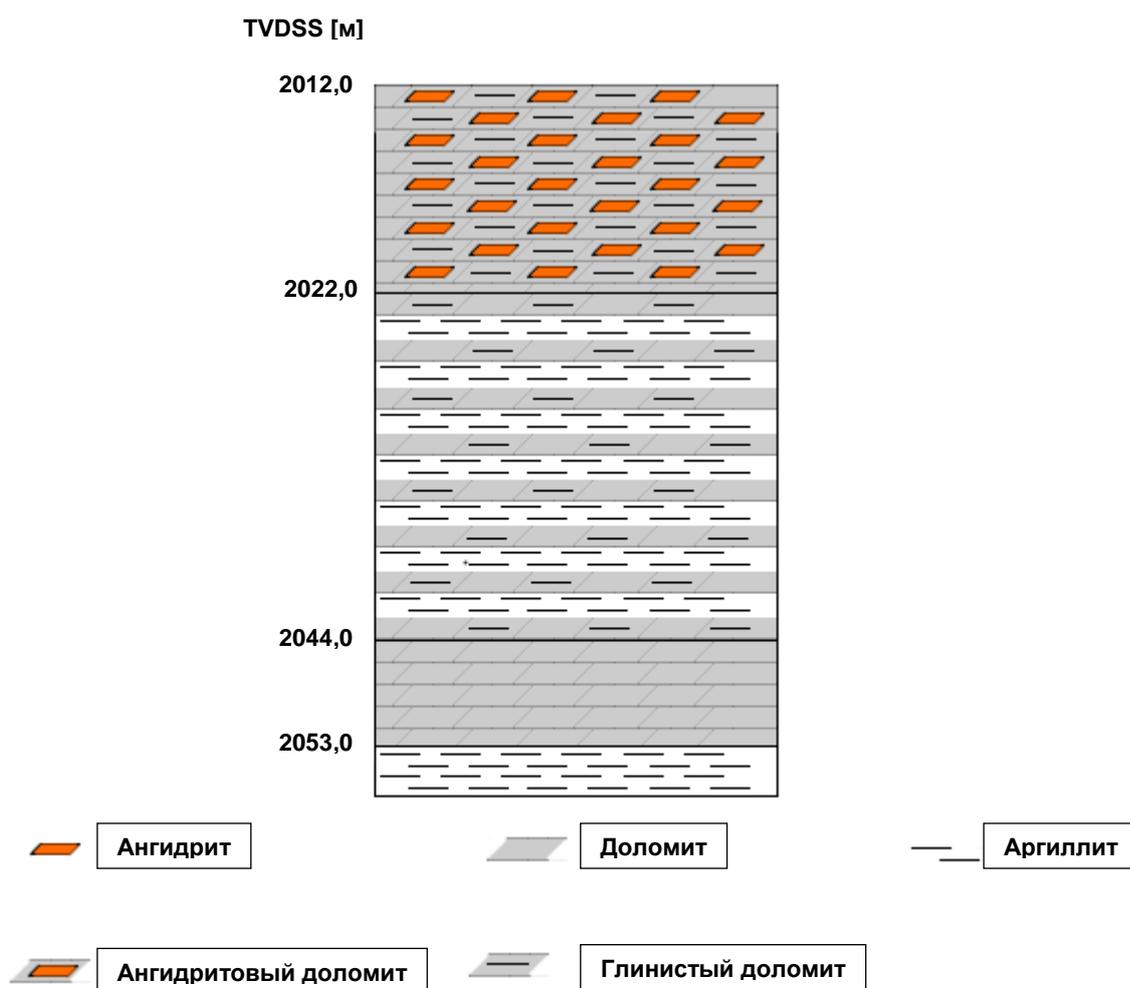


Рисунок 3.2.3 – Литологическая колонка по скважине W7
месторождения J

3.3 Месторождение К

Последним из предоставленных источников численных данных является месторождение К, расположенное на Западносибирской платформе, в той же Нюрольской мегавпадине, где располагается месторождение У. Целевой интервал месторождения сложен аргиллитами и трещиноватыми карбонатными породами, известняком и доломитами.

Возраст карбонатных отложений определен как палеозойский: отложения относятся к среднедевонскому и верхнедевонскому отделам. Вышележащие мезозойские отложения сложены терригенными отложениями и не имеют установленных извлекаемых запасов углеводородов.

Местоположения месторождений К и U отмечены на карте ниже, на рисунке 3.3.1 [1].



Рисунок 3.3.1 – Местонахождение месторождений К и J. Оба месторождения расположены рядом друг к другу

Основываясь на данных со скважины W300, была построена литологическая колонка, которая изображена ниже, на рисунке 3.3.2.

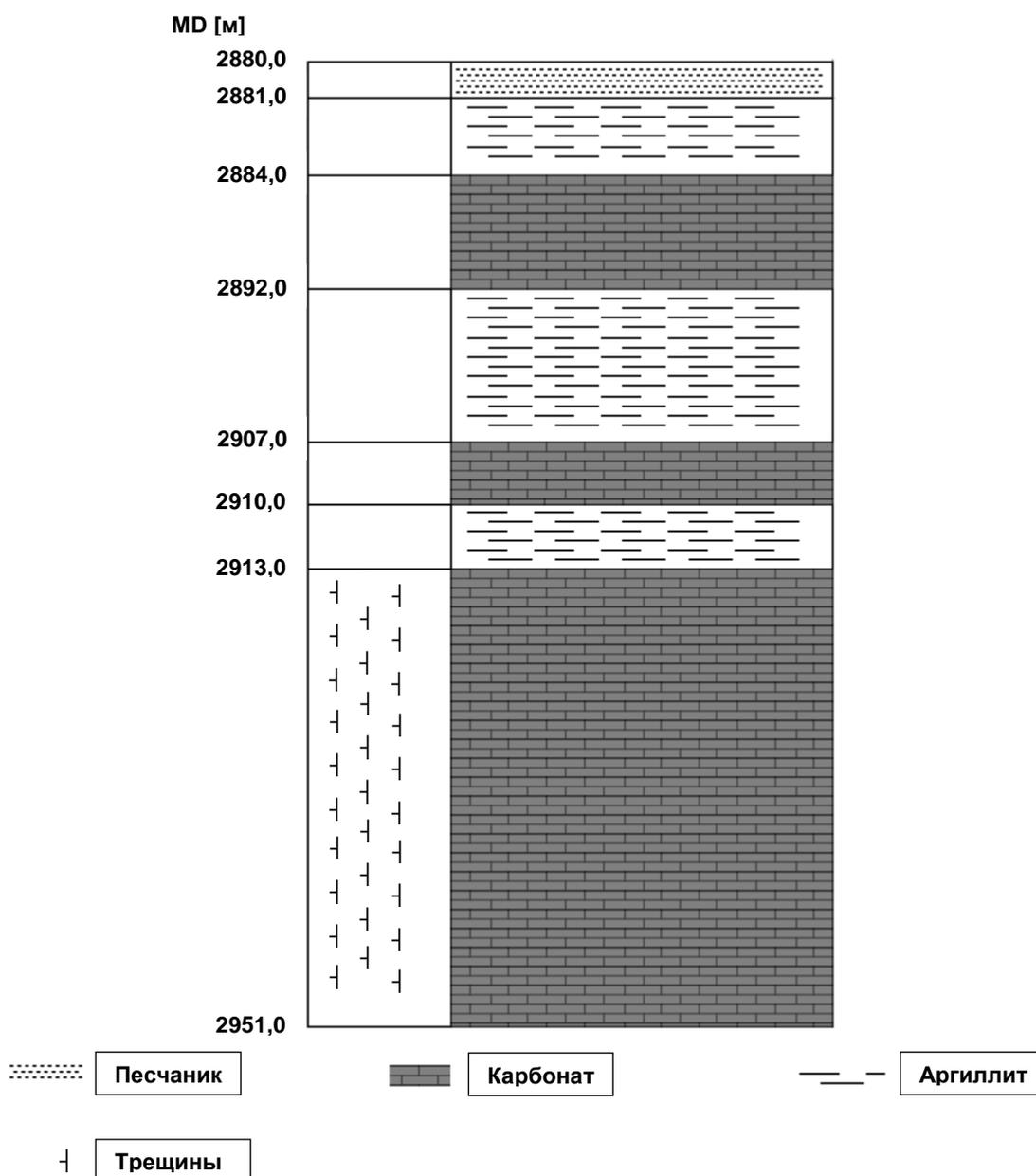


Рисунок 3.3.2 – Литологическая колонка по скважине W300
месторождения К

Углеводороды на месторождении обнаружены внутри карбонатных горных пород сразу под границей, разделяющей девонские и каменноугольные отложения. Целевой карбонатный интервал представлен известняком и доломитом.

Нефтенасыщенные отложения среднедевонского отдела более гомогенны, чем нижележащие отложения нижнедевонского отдела, и относятся к рифовым комплексам по своему происхождению. Отмечается

наличие нескольких отдельных интервалов аргиллитов, относящихся к Герасимовской свите.

Верхнедевонские карбонатные отложения очень схожи с отложениями среднедевонского отдела и также представлены известняками и доломитами, разделенными отдельными интервалами аргиллитов. Схоже со среднедевонскими отложениями и происхождение отложений верхнего девона: это рифовые комплексы.

Большая часть углеводородов содержится в поровом пространстве, сформированном в результате процесса доломитизации. Естественная трещиноватость служит соединительными каналами между отдельными порами карбонатной породы [1].

4 Методика исследования

4.1 Метод кластеризации k-средних

4.1.1 Применяемые нормировки

Перед началом анализа данных разной размерности их сначала необходимо привести к единому безразмерному основанию – данный процесс именуется нормированием данных. Рассмотрим несколько существующих вариантов нормирования данных.

4.1.1.1 Нормирование z-score

Данная форма нормирования учитывает как оценку математического ожидания данных, так и их среднеквадратичное отклонение. Трансформированная случайная выборка будет иметь ожидание, равное нулю, и отклонение, равное единице. Формула нормализации z-score приведена ниже (4.1.1.1.1) [7]:

$$x'_{i,j} = \frac{x_{i,j} - \bar{x}_j}{\sigma_j}, \quad (4.1.1.1.1)$$

где $x'_{i,j}$ – нормированная величина в исходной матрице X ; \bar{x}_j – оценка математического ожидания выборки случайной величины x_j столбца j матрицы X ; σ_j – оценка среднеквадратичного отклонения выборки случайной величины x_j столбца j матрицы X .

Матрица X приведена ниже, в формуле 4.1.1.1.2:

$$X = \begin{bmatrix} x_{1,1} & \dots & \dots & x_{1,m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_{n,1} & \dots & \dots & x_{n,m} \end{bmatrix}, \quad (4.1.1.1.2)$$

где в матрице X содержатся n строк и m столбцов (4.1.1.1.3):

$$\begin{cases} i = \overline{1, n} \\ j = \overline{1, m} \end{cases}. \quad (4.1.1.1.3)$$

По-другому данная форма нормирования называется стандартизацией данных.

4.1.1.2 Нормирование min-max

Еще один популярный вид нормировки называется min-max нормировкой, она же минимаксная нормировка, или нормировка от минимального к максимальному значениям. Данный вид нормировки приводит все данные к интервалу in (4.1.1.2.1) [7].

$$in \in [x_{\min}; x_{\max}], \quad (4.1.1.2.1)$$

где максимальное значение величины на приведенном интервале x_{\max} равно 1,0; минимальное значение x_{\min} равно 0,0.

Данный вид нормировки позволяет легко выполнять сравнение между собой разных данных, записанных в разных единицах измерения. Саму нормировку можно выполнить по формуле (4.1.1.2.2):

$$x'_{i,j} = \frac{x_{i,j} - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}, \quad (4.1.1.2.2)$$

где $x'_{i,j}$ – нормированные значения столбца j матрицы X ; $x_{i,j}$ – значение выборки случайной величины столбца j строки i матрицы X .

4.1.2 Процедура кластеризации

Под кластерным анализом понимается такой анализ, которые позволяет выполнять разбиение некоторого достаточно большого массива исходных данных на схожие по характеристикам группы или классы. Схожесть элементов внутри групп определяется по заранее заданной метрике. В данной работе применяется евклидова метрика (4.1.2.1).

$$\rho(x^{(g)}, x^{(h)}) = \sqrt{\sum_{i=1}^m (x_{i,g} - x_{i,h})^2}, \quad (4.1.2.1)$$

где – расстояние между двумя элементами g и h в матрице X , представленными несколькими признаками, расположенными в строках $i = \overline{1, n}$ матрицы X .

Общий вид матрицы X приведен в формуле 4.1.2.2:

$$X = \begin{bmatrix} \bar{g} & \bar{h} & & & \\ \dots & x_{1,k} & \dots & x_{1,h} & \dots \\ \dots & x_{2,k} & \dots & x_{2,h} & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & x_{n,k} & \dots & x_{n,h} & \dots \end{bmatrix}, \quad (4.1.2.2)$$

где столбцы \bar{g} и \bar{h} представляют собой два разных элемента, каждый из которых имеет свой набор признаков, расположенных по строкам матрицы X .

Существуют разные методы кластеризации элементов, но в данной работе, так как требуемое количество получаемых групп заранее будет задано используемой классификацией естественных трещин Нельсона, применяется именно метод k -средних, в котором требуется заранее определиться с числом кластеров.

На первом шаге метода требуется определиться с начальными элементами-эталонами, коих должно быть ровно k штук. Каждый из выбранных эталонов уже будет представлять собой отдельный кластер, который в дальнейшем будет расширяться добавлением новых элементов. Элементы-эталон, они же элементы-прототипы, приведены ниже, в выражении 4.1.2.3 [5]:

$$c_1, c_2, \dots, c_k, \quad (4.1.2.3)$$

где c_i – элемент под номером i , каждый из элементов-прототипов затем сформирует кластер C_i вокруг себя.

Каждому из элементов присваиваются соответствующие им веса ω_i (4.1.2.4):

$$\omega_1, \omega_2, \dots, \omega_k. \quad (4.1.2.4)$$

На следующих шагах требуется из оставшегося набора данных, которые не входят в созданные кластеры, требуется выбрать некоторый элемент, представленный некоторым столбцом-вектором \bar{f} матрицы X . После чего по выбранной евклидовой метрике делается расчет матрицы расстояний между выбранным элементом и существующими кластерами.

Новый элемент помещается в такой кластер-эталон, вычисленное расстояние до которого по заданной метрике является минимальным. Общий вид матрицы расстояний D представлен ниже, в формуле 4.1.2.5:

$$D = \begin{bmatrix} & C_1 & C_2 & \dots & C_{count} \\ C_1 & 0 & \rho_{1,2} & \dots & \rho_{1,count} \\ C_2 & \rho_{2,1} & 0 & \dots & \rho_{2,count} \\ \dots & \dots & \dots & 0 & \rho_{count-1,count} \\ C_{count} & \rho_{count,1} & \rho_{count,2} & \rho_{count,count-1} & 0 \end{bmatrix}, \quad (4.1.2.5)$$

где C_1, C_2, \dots, C_k – формируемые группы элементов, общее их количество $count$ определяется по (4.1.2.6):

$$count = m - k - v, \quad (4.1.2.6)$$

где m – исходное количество элементов в матрице X , k – выбранное количество кластеров, v – номер итерации.

Отметим, что расстояние между элементами с самим собой равно нулю, что видно из равенства диагональных элементов матрицы расстояний D нулю. Также матрица D симметрична относительно главной диагонали, так как евклидово расстояние от элемента C_1 до элемента C_2 равно такому же расстоянию от элемента C_2 до C_1 .

При помещении нового элемента \bar{f} в формируемый кластер элемент-эталон C_s этого кластера заменяется новым, рассчитываемым по формуле 4.1.2.7:

$$C_s^{[v]} = \begin{cases} \frac{\omega_s^{[v-1]} C_s^{[v-1]} + \bar{f}}{\omega_s^{[v-1]} + 1}, & \text{если } \bar{f} \text{ включен,} \\ C_s^{[v-1]}, & \text{если } \bar{f} \text{ не включен,} \end{cases} \quad (4.1.2.7)$$

где в квадратных скобках $[v]$ указан номер итерации, а не степень; $[v - 1]$ указывает, соответственно, на элемент из предыдущей итерации.

Далее происходит перерасчет весов ω_i по выражению 4.1.2.8:

$$\omega_s^{[v]} = \begin{cases} \omega_s^{[v-1]} + 1, & \text{если } \bar{f} \text{ включен,} \\ \omega_s^{[v-1]}, & \text{если } \bar{f} \text{ не включен.} \end{cases} \quad (4.1.2.8)$$

Иногда возможно наличие сразу двух одинаковых минимальных расстояний – в этом случае в кластер C_s включается элемент с младшим порядковым номером.

Процедура кластеризации продолжается до тех пор, пока все оставшиеся элементы не будут привязаны к какой-либо группе $C_i, i = \overline{1, k}$. Всего на выполнение кластеризации понадобится количество шагов, равное $m - k$. Ускоренные алгоритмы кластеризации методом k -средних, требующие меньшего количества шагов, в данной работе не рассматриваются.

4.2 Расчет кажущейся пористости трещины

На результирующем изображении, полученном из микроимиджеров, возможно определить параметр, именуемый кажущейся пористостью трещины Φ_{ap} . Данный параметр не представляет собой действительную пористость, вызванную трещиной в трехмерной единице объема горной породы, но он позволяет выполнять сравнение трещин друг с другом. Так, трещины, обладающие большими значениями Φ_{ap} , скорее всего, будут иметь и большие значения действительной пористости на единицу объема породы.

Согласно документации компании Schlumberger, параметр *FVPA* (**Apparent Electrical Fracture Porosity**), или кажущаяся электрическая пористость трещины, определяется как отношение площади, занимаемой трещиной на прямоугольном изображении с микроимиджера, к общей площади этого изображения, которая представляет собой площадь внутренней поверхности ствола скважины в окне некоторой высоты h [15].

Схематично определение кажущейся пористости трещины приведено ниже, на рисунке 4.2.1.

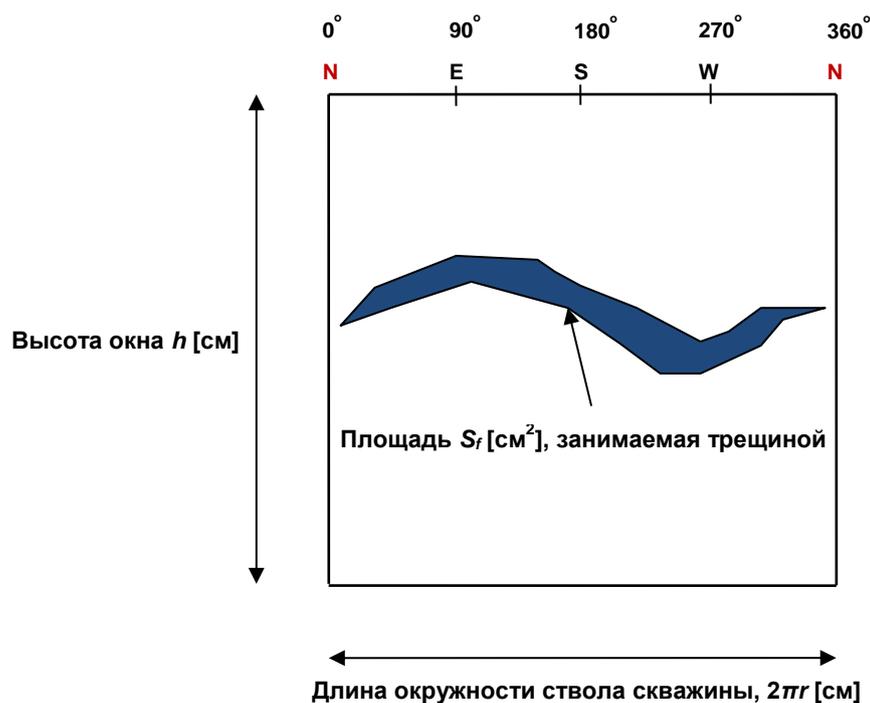


Рисунок 4.2.1 – Схема определения кажущейся пористости трещины на изображении микроимиджера

Итак, кажущаяся пористость трещины Φ_{ap} может быть определена, используя выражение 4.2.1:

$$\Phi_{ap} = \frac{S}{S_f}, \quad (4.2.1)$$

где S_f [см²] – площадь, занимаемая трещиной; S [см²] – площадь окна, определяемая по выражению 4.2.2:

$$S = h \times 2\pi r, \quad (4.2.2)$$

где r [см] – радиус скважины, определяемый размером бурового долота; h [см] – высота окна, определяется настройками вычислительной программы.

В случае присутствия нескольких трещин, попадающих в окно высотой h , в величину S_f включаются площади всех видимых в окне трещин.

4.3 Расчет кажущейся плотности трещин

Второй важный параметр, напрямую влияющий на фильтрационные характеристики карбонатного пласта – это кажущаяся плотность трещин. В документации компании Schlumberger этот параметр именуется *FVDA* (**Apparent Fracture Density**) и определяется как количество трещин,

видимых в окне заданной высоты h на изображении микроимиджера. Схема определения кажущейся плотности трещин ρ_{ap} приведена ниже, на рисунке 4.3.1.

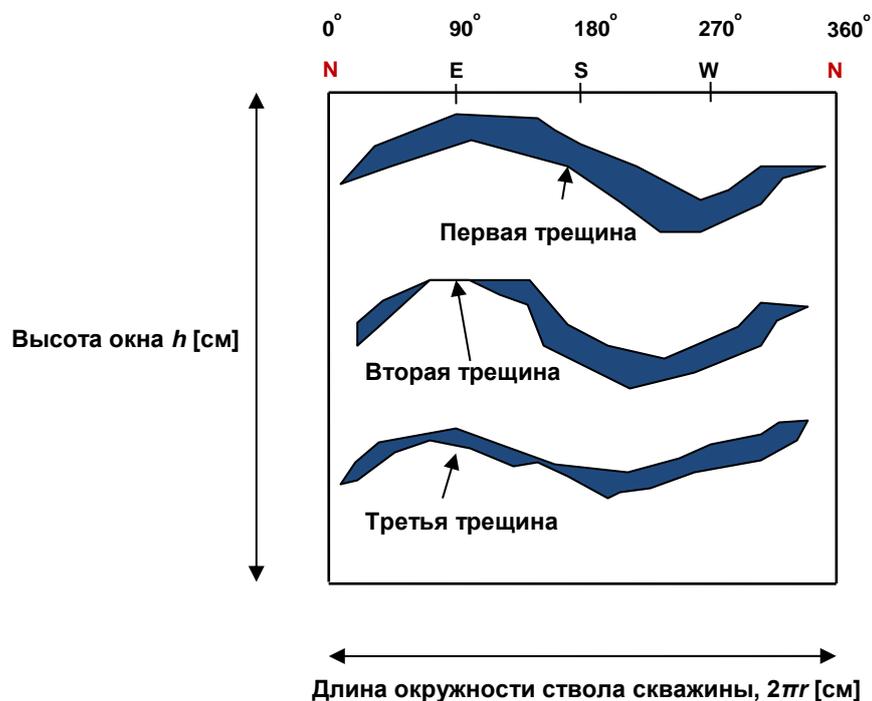


Рисунок 4.3.1 – Схема определения кажущейся плотности трещин на изображении микроимиджера

Параметр кажущейся плотности трещин ρ_{ap} на рисунке выше равен трем, так как три трещины попадают в область видимости окна заданной высоты h .

5 Характеристика параметров трещиноватости

5.1 Кластеризация трещин по классификации Нельсона

5.1.1 Исходные данные

Исходные данные исследования методом *FMI* (**F**ormation **M**icro **I**mager) скважины W107 месторождения U были предоставлены для исследования. В исходных данных по скважине W107 имелись определенные нижеперечисленные параметры:

1. кажущаяся пористость трещин;
2. кажущаяся плотность трещин;
3. азимутальные углы трещин;
4. углы падения трещин.

Таблица с исходными данными по скважине W107 приведена в приложении Б.

Для получения представления о распространении типов естественных трещин вдоль ствола скважины необходимо выполнить группировку (кластеризацию) этих трещин по выбранной схеме классификации. Полученные результаты затем можно использовать при анализе трещиноватости пласта-коллектора и при построении геологических моделей данного месторождения.

5.1.2 Схема классификации

Нельсон применяет разработанную им классификацию трещин в карбонатных коллекторах, за основу которой он взял предшествующую ей классификацию Хабберта и Уиллиса. Для применения классификации Нельсона требуется наличие заранее определенных параметров трещин, таких как их оцененные значения их пористости и проницаемости. Нельсон в своей классификации предлагает выполнить разделение трещин на четыре типа с точки зрения их вклада и влияния на фильтрационно-емкостные свойства карбонатного трещиноватого коллектора. Предлагаемая им схема классификации изображена ниже, на рисунке 5.1.2.1 [9].

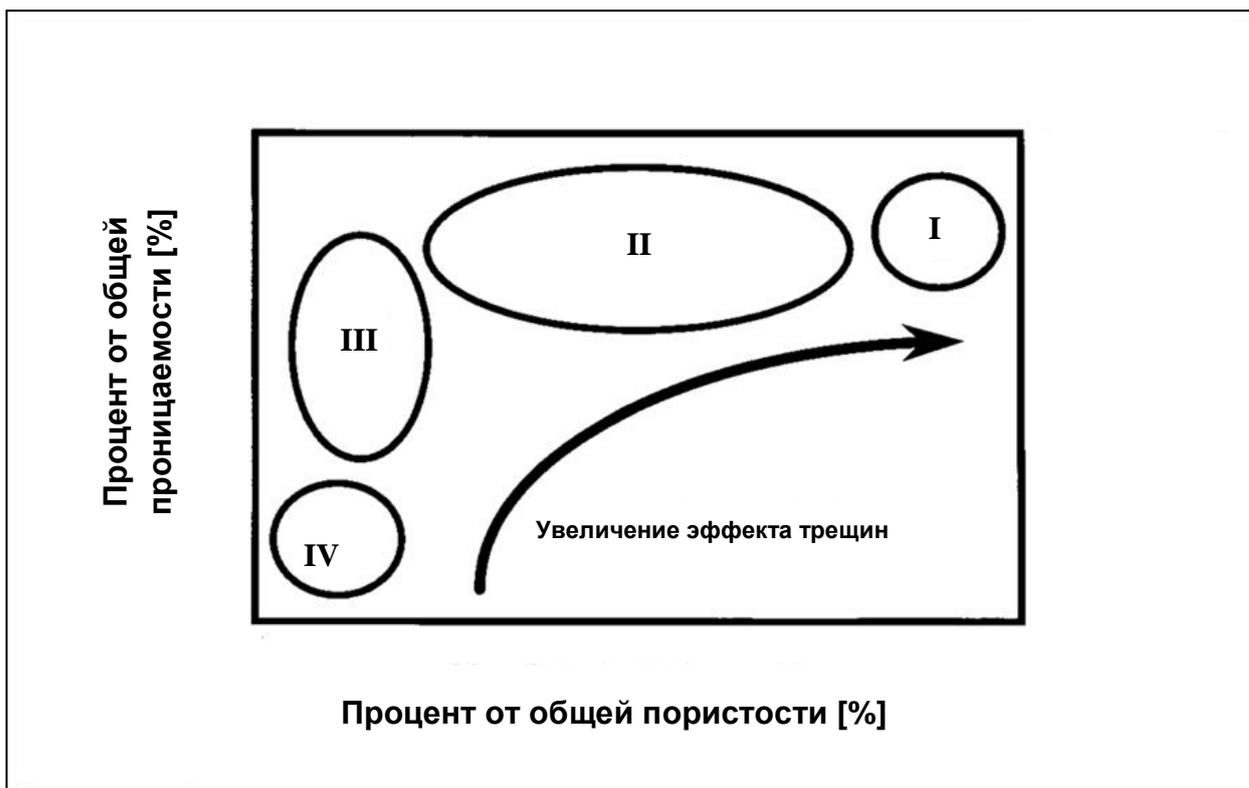


Рисунок 5.1.2.1 – Нельсона схема классификации трещин в трещиноватых коллекторах

Согласно приведенной выше классификации все естественные трещины можно разделить на четыре приведенных ниже типа:

- (1-й) трещины, которые вносят существенный вклад в увеличение, как в пористости, так и проницаемости коллектора;
- (2-й) трещины, вносящие существенный вклад только в увеличение проницаемости коллектора;
- (3-й) трещины, которые являются вспомогательными, несколько увеличивают проницаемость в уже проницаемом коллекторе;
- (4-й) трещины, практически не приносящие увеличения ни пористости, ни в проницаемости, но способные увеличивать анизотропию проницаемости коллектора, выступая при этом в роли маломасштабных препятствий на пути тока пластового флюида.

Классификация Нельсона с одной стороны относительно проста в практическом применении, но с другой стороны она способна ясно выделить,

какие типы трещин преобладают в исследуемой системе, сделать прогноз характера поведения пластового флюида и предсказать возможные проблемы, с которыми вероятно придется столкнуться при эксплуатации месторождения.

5.1.3 Процедура кластеризации

Классификация Нельсона требует наличия таких числовых параметров, как пористость трещин и проницаемость трещин. В исходных данных требуемых классификацией параметров нет, зато есть значения кажущейся пористости и кажущейся плотности трещин. В дальнейшем при проведении группировки предполагается, что большие значения кажущейся пористости отвечают большим значениям пористости истинной, и наоборот, меньшие значения кажущейся пористости влекут за собой уменьшение истинной пористости.

Трещины образуют сложные структуры, пересекаясь друг с другом, проницая больше некогда изолированных поровых пространств, тем самым увеличивая итоговую общую проницаемость горной породы. Из этого далее в работе делается второе предположение о том, что с увеличением кажущейся плотности трещин увеличивается значение общей проницаемости трещиноватой горной породы, и наоборот, с уменьшением кажущейся плотности трещин, итоговая проницаемость горной породы уменьшается.

Если принять два вышеизложенных предположения, то становится возможным выполнить приведение имеющихся трещин, расположенных вдоль скважины W107 месторождения U к схеме классификации, предложенной Нельсоном. Поле исходных данных в координатной системе по осям кажущихся пористостей и проницаемостей приведено ниже, на рисунке 5.1.3.1. Естественно, для того, чтобы классификация была состоятельной, в исходных данных действительно должны иметься трещины, относящиеся к четырем разным типам.

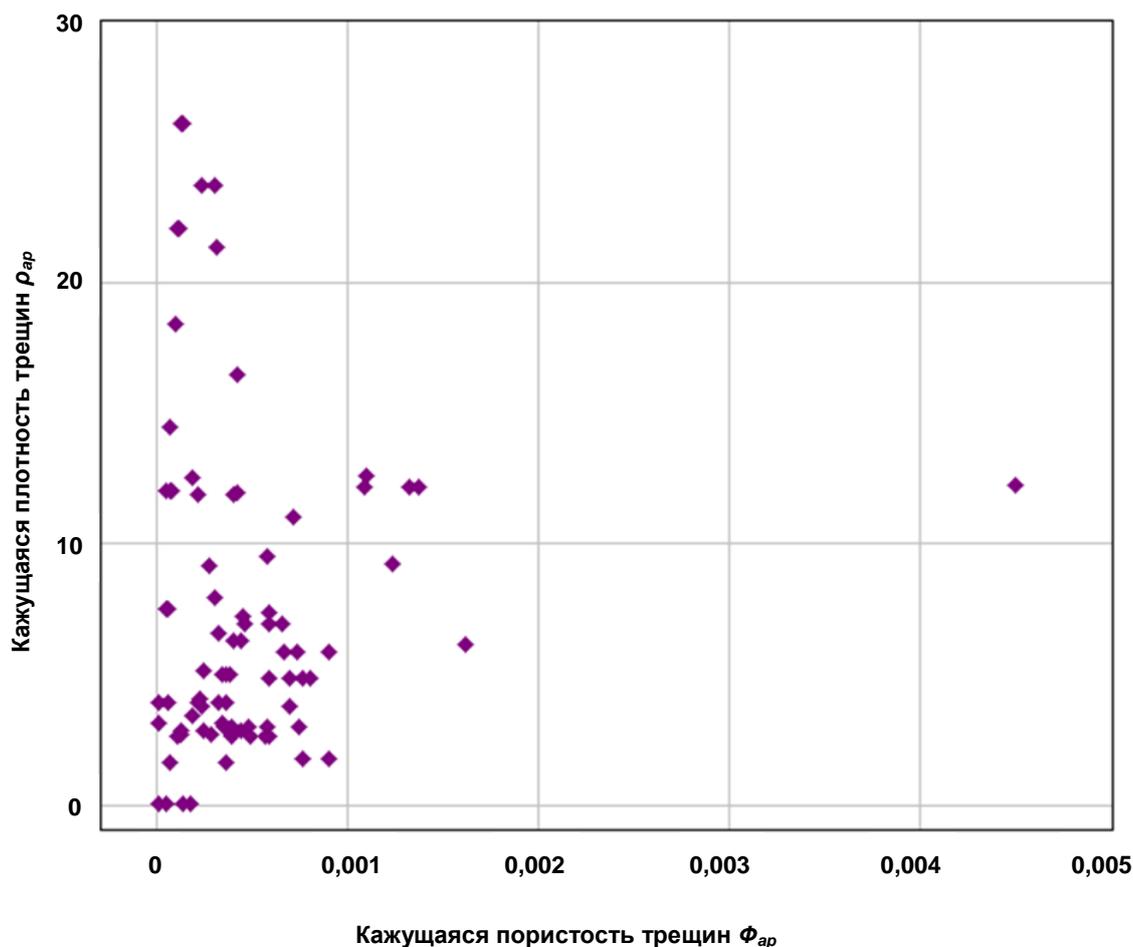


Рисунок 5.1.3.1 – Поле исходных данных трещин со скважины W107 месторождения U, метод *FMI*

Перед проведением процедуры кластеризации исходные данные необходимо нормировать. Для того чтобы в преобразованных данных полностью сохранилось относительное внутри каждого из параметров распределение величин, а изменились только абсолютные значения, применим нормализацию методом *z-score*, также известную как стандартизацию данных.

Стандартизированные значения приведены ниже, на рисунке 5.1.3.2. Заметим, что в данных изменились только абсолютные значения: теперь эти данные не имеют размерности, зато их можно сравнивать друг с другом, например, путем расчета евклидовой метрики, что и будет в дальнейшем применяться.

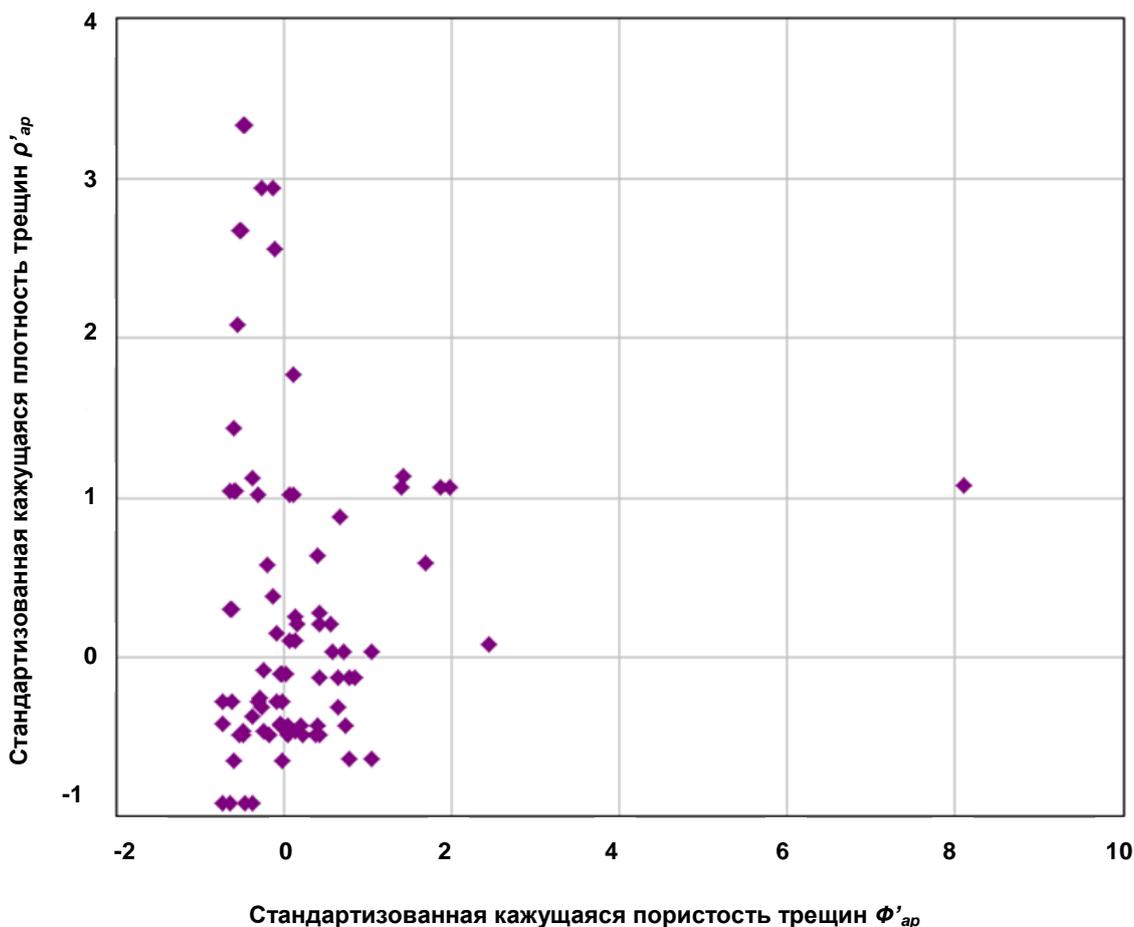


Рисунок 5.1.3.2 – Поле стандартизованных исходных данных трещин со скважины W107 месторождения U, метод *FMI*

Согласно схеме кластеризации методом *k*-средних, приведенной в главе 4.1.2, требуется выбрать *k* штук элементов-прототипов, вокруг которых и будут строиться новые кластеры с элементами-трещинами. Количество прототипов в случае классификации Нельсона равно четырем. По данной классификации можно ожидать, что элемент-эталон для трещин четвертого типа должен располагаться где-то в нижнем левом углу поля исходных данных на вышеприведенном рисунке 5.1.3.2. В тоже время, самые проницаемые и объемные трещины первого типа должны располагаться где-то в верхней правой части этого поля данных. Но тогда остается вопрос с выбором исходных элементов-прототипов для трещин второго и третьего типов. Для того, чтобы сделать процесс выбора прототипов более очевидным, выполним построение функции-оценки вклада каждого из двух

параметров всех имеющихся трещин в фильтрационно-емкостные свойства породы. Используя стандартизованные данные, можно построить оценочную функцию вида 5.1.3.1:

$$est_j = \frac{\Phi'_{ap} + \rho'_{ap}}{2}, \quad (5.1.3.1)$$

где est_j – получаемые оценочные значения по выбранной функции; $j = \overline{1, m}$, где m – общее количество трещин.

Полученные по выражению 5.1.3.1 значения были отсортированы в порядке возрастания и приведены ниже, на рисунке 5.1.3.3.

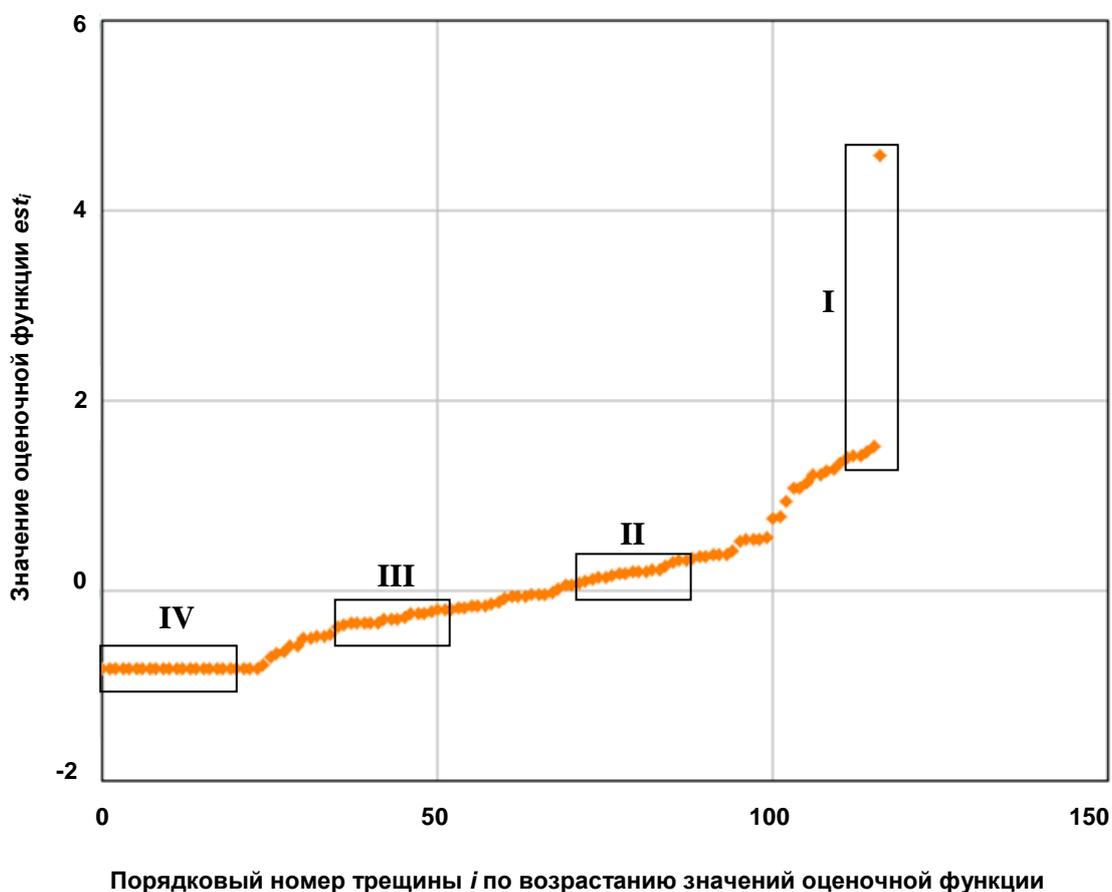


Рисунок 5.1.3.3 – Значения оценочной функции для выбора начальных трещин-эталонов, в прямоугольниках отмечены предполагаемые области нахождения эталонов

Полученная кластеризация должна быть устойчива к вариациям выбранных эталонов, то есть, при выборе другого эталона из обозначенной

области результирующая группировка данных должна быть примерно такой же, как и в предыдущем случае.

Полученные после кластеризации данные приведены на рисунке 5.1.3.4.

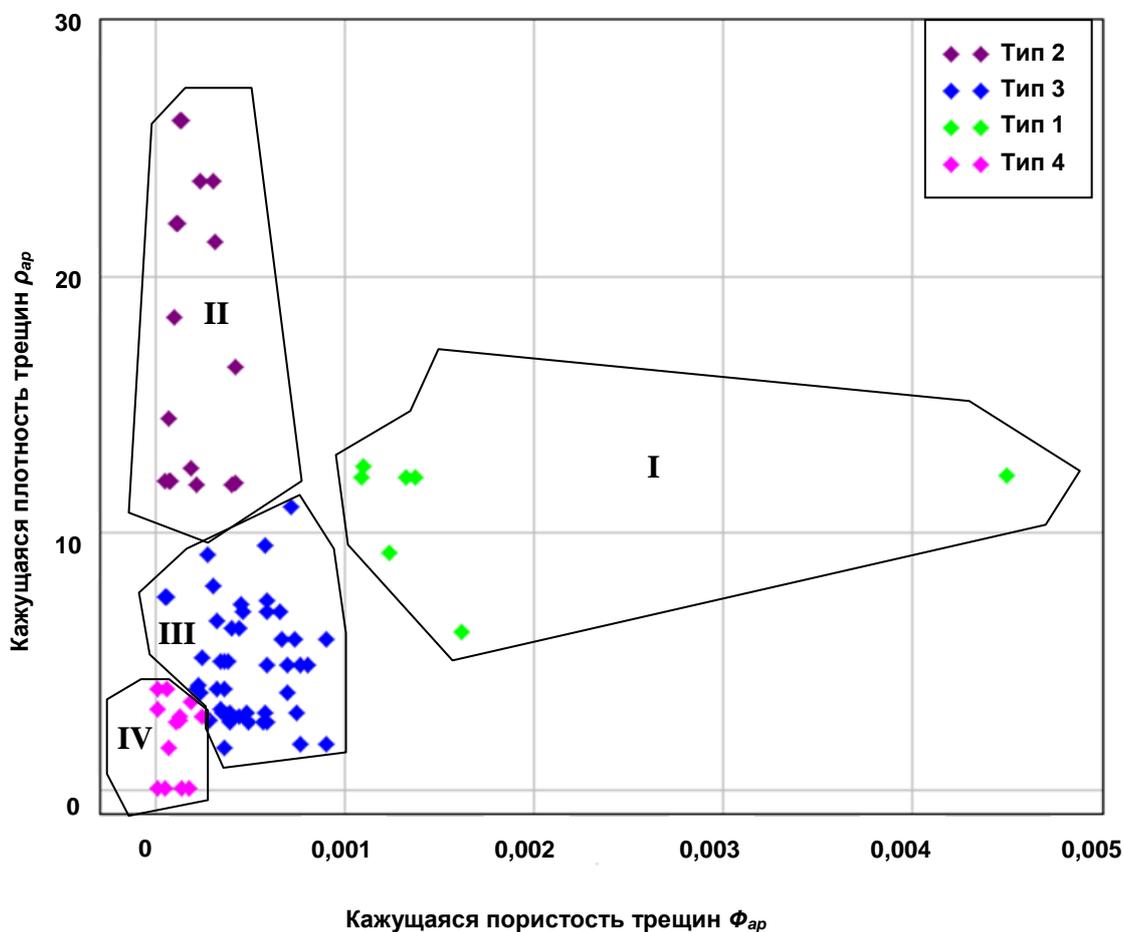


Рисунок 5.1.3.4 – Кластеризация трещин с данных FMI скважины W107 месторождения U по классификации Нельсона

Итого, все трещины по скважине W107 были приведены к четырем большим группам или кластерам согласно схеме классификации трещин Нельсона.

Всего трещин обнаружено 117 штук, количество трещин, относящихся к каждому из четырех типов, приведено ниже:

- (1-й) 7 трещин;
- (2-й) 17 трещин;
- (3-й) 56 трещин;

(4-й) 37 трещин.

5.1.4 Распределение типов трещин вдоль ствола скважины

По определенным четырем типам трещин на рисунке 5.1.4.1 приведено их распределение вдоль ствола скважины W107 месторождения U. Типы трещин подписаны на рисунке справа.

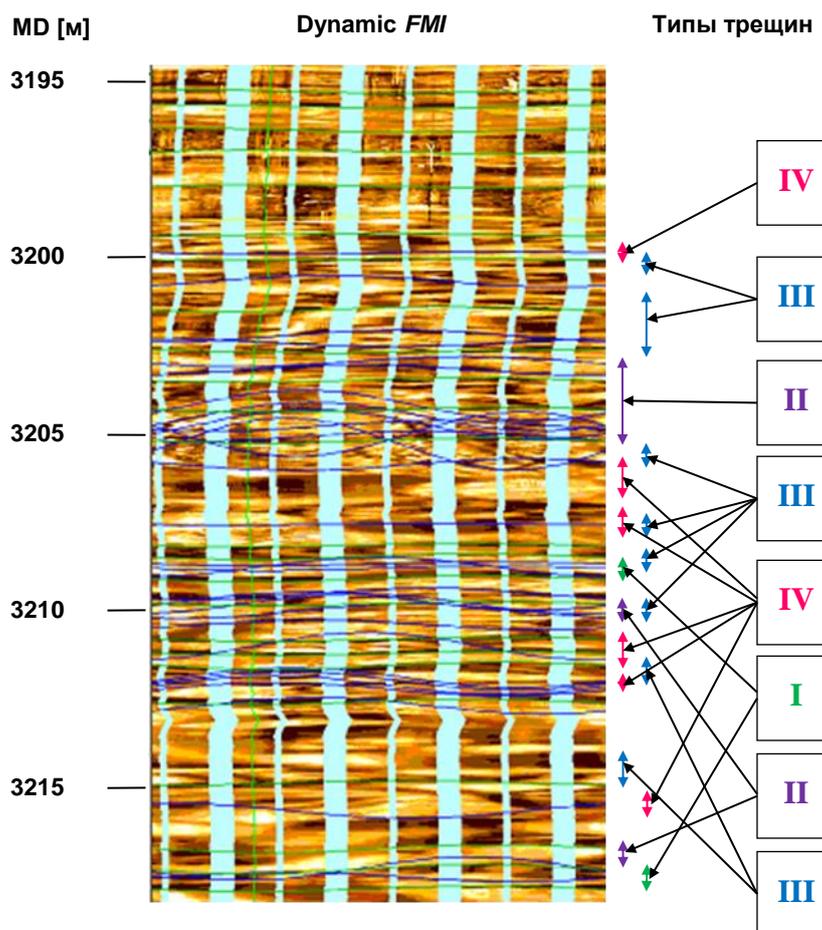


Рисунок 5.1.4.1 – Распределение типов трещин вдоль ствола скважины W107 месторождения U

5.2 Сравнительный анализ микроимиджеров *FMI* и *UBI*

5.2.1 Исходные данные

Среди предоставленных данных углов падения и азимутов трещин для проведения исследования результатов анализа трещиноватости методами *FMI* и *UBI* только четыре скважины W203, W204, W206, W207 с

месторождения J обладают полным требуемым набором данных. Оставшиеся четыре скважины W208, W305, W307, W308 с этого же месторождения, по которым были предоставлены данные, не обладают полным набором требуемых исследований: для анализа и сравнения результатов *FMI* и *UBI* требуется одновременное наличие обоих каротажей по одной и той же скважине. Исходные данные азимутов падения и углов падения трещин по скважинам W203, W204, W206, W207 приведены в приложении В.

Касательно данных с остальных месторождений, они также не обладают полным требуемым набором. Данные микроимиджера со скважины W107 месторождения U имеют только исследование методом *FMI*, а данные с месторождения K со скважины W300 имеют только исследование методом *СMI (Compact Microimager Tool)*, являющегося аналогом электрического микроимиджера *FMI*, но не компании Schlumberger, а компании Weatherford [16].

5.2.2 Распределение параметров трещин: азимутов падения и углов падения

В данной главе рассмотрено распределение значений углов падения трещин и их азимутов падения, полученных по одной и той же скважине, но разными методами исследования: *FMI* и *UBI*. Распределение параметров трещин представлено на кросс-плотах ниже. Заметим, что методы имеют разную разрешающую способность и физическую основу, а значит, поточечное равенство данных не ожидаемо, но в распределении полученных результатов должно быть можно выделить схожесть усредненных значений.

На рисунке 5.2.2.1 приведено распределение азимутов падения естественных трещин по глубинам для методов *FMI* и *UBI* по скважине W203 месторождения J.

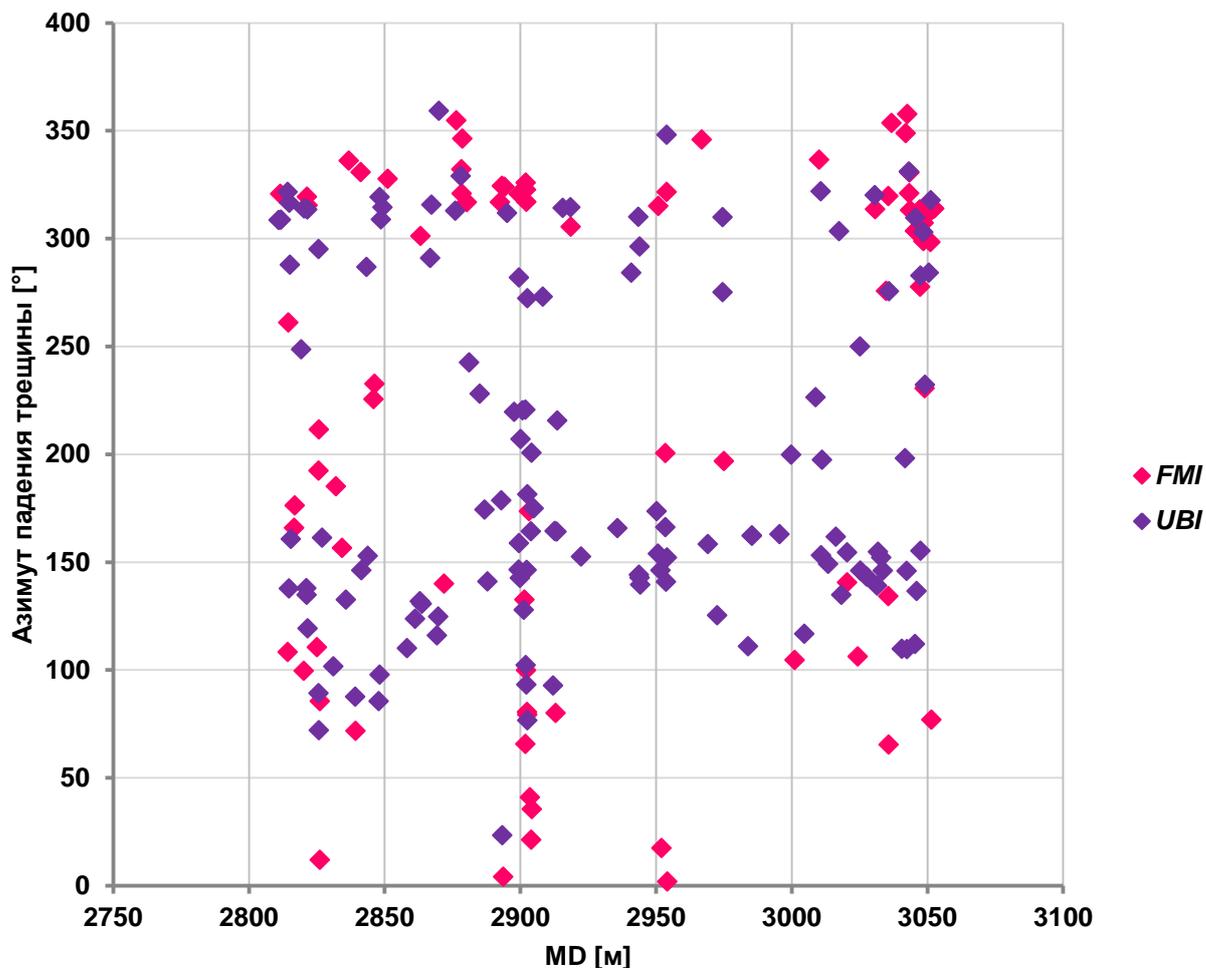


Рисунок 5.2.2.1 – Распределение азимутов падения трещин по методам *FMI* и *UBI* по скважине W203 месторождения J

Из кросс-плота выше можно заметить, что, несмотря на то, что между результатами есть некоторая взаимосвязь, говорить о наличии сильной строгой корреляции между данными по *FMI* и *UBI* нельзя.

Теперь приведем результаты анализа углов падений для той же самой скважины W203 месторождения J также по двум методам микроимджеров *FMI* и *UBI*. Распределение углов падения трещин приведено ниже, на рисунке 5.2.2.2.

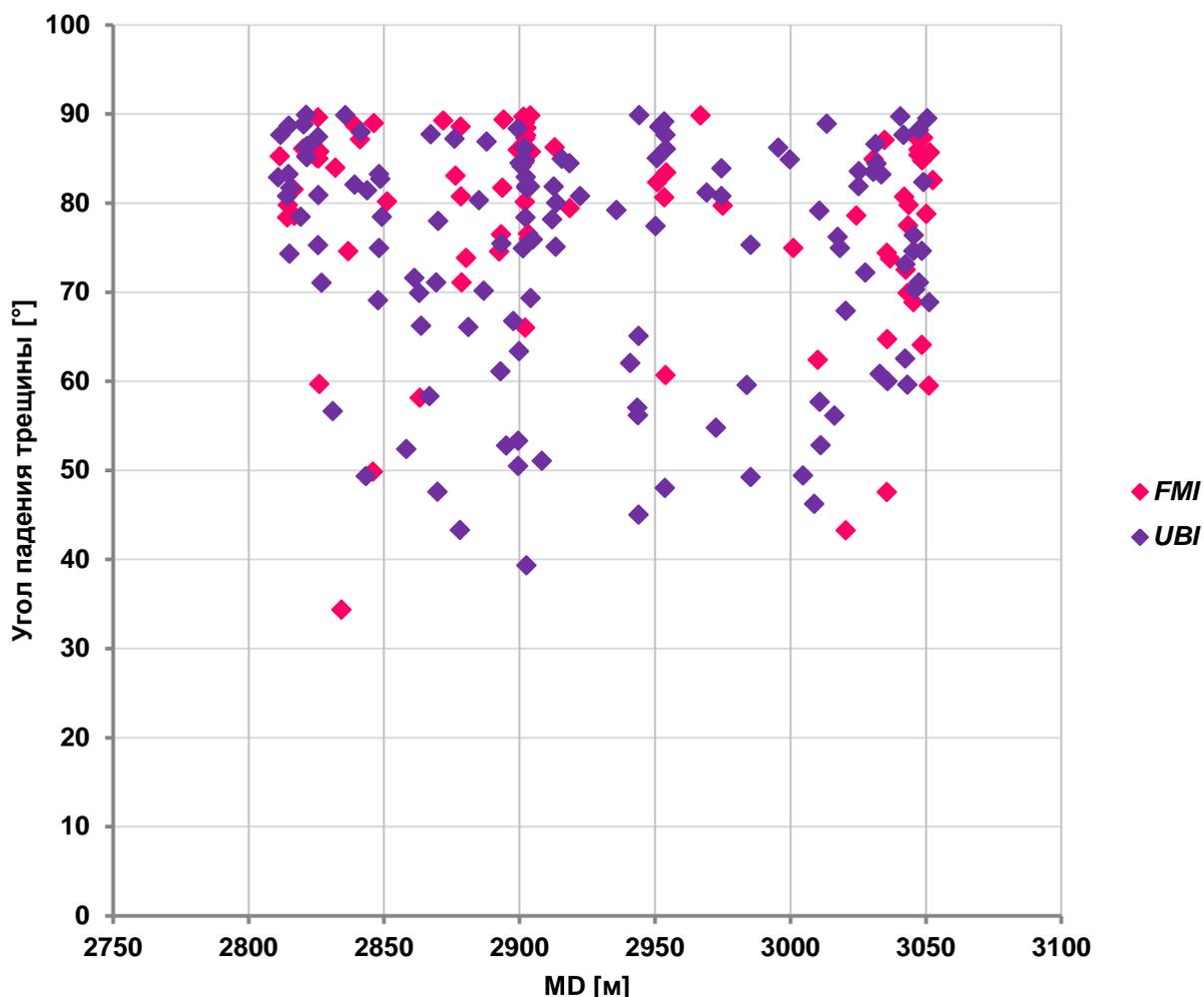


Рисунок 5.2.2.2 – Распределение углов падения трещин по методам *FMI* и *UBI* по скважине W203 месторождения J

В случае сравнения результатов *FMI* и *UBI* методов для анализа углов падения трещин явной схожести между данными также не наблюдается, хотя результаты получены из одной и той же скважины из одного и того же интервала исследования.

Далее приведем аналогичное сравнение результатов для методов *FMI* и *UBI* для скважины W204 того же месторождения J.

На рисунке 5.2.2.3 приведено распределение азимутов падения трещин для двух сравниваемых методов для скважины W204.

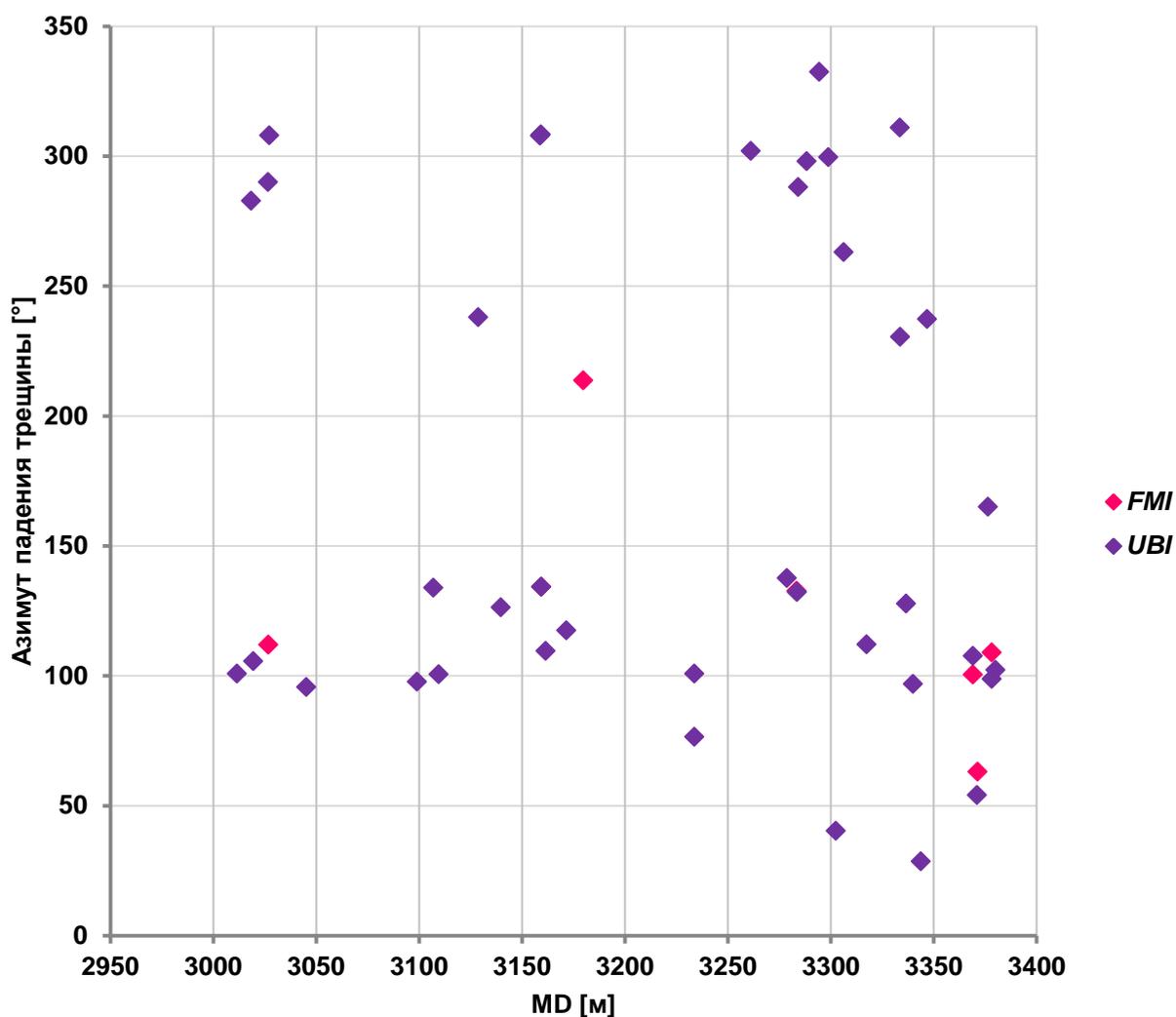


Рисунок 5.2.2.3 – Распределение азимутов падения трещин по методам *FMI* и *UBI* по скважине W204 месторождения J

Данных методом *FMI* по трещинам в данном случае по скважине W204 недостаточно для адекватного сравнения результатов, имеются всего семь трещин.

Аналогично, приведем и распределение для углов падения трещин для скважины W204. Данное распределение приведено ниже, на рисунке 5.2.2.4.

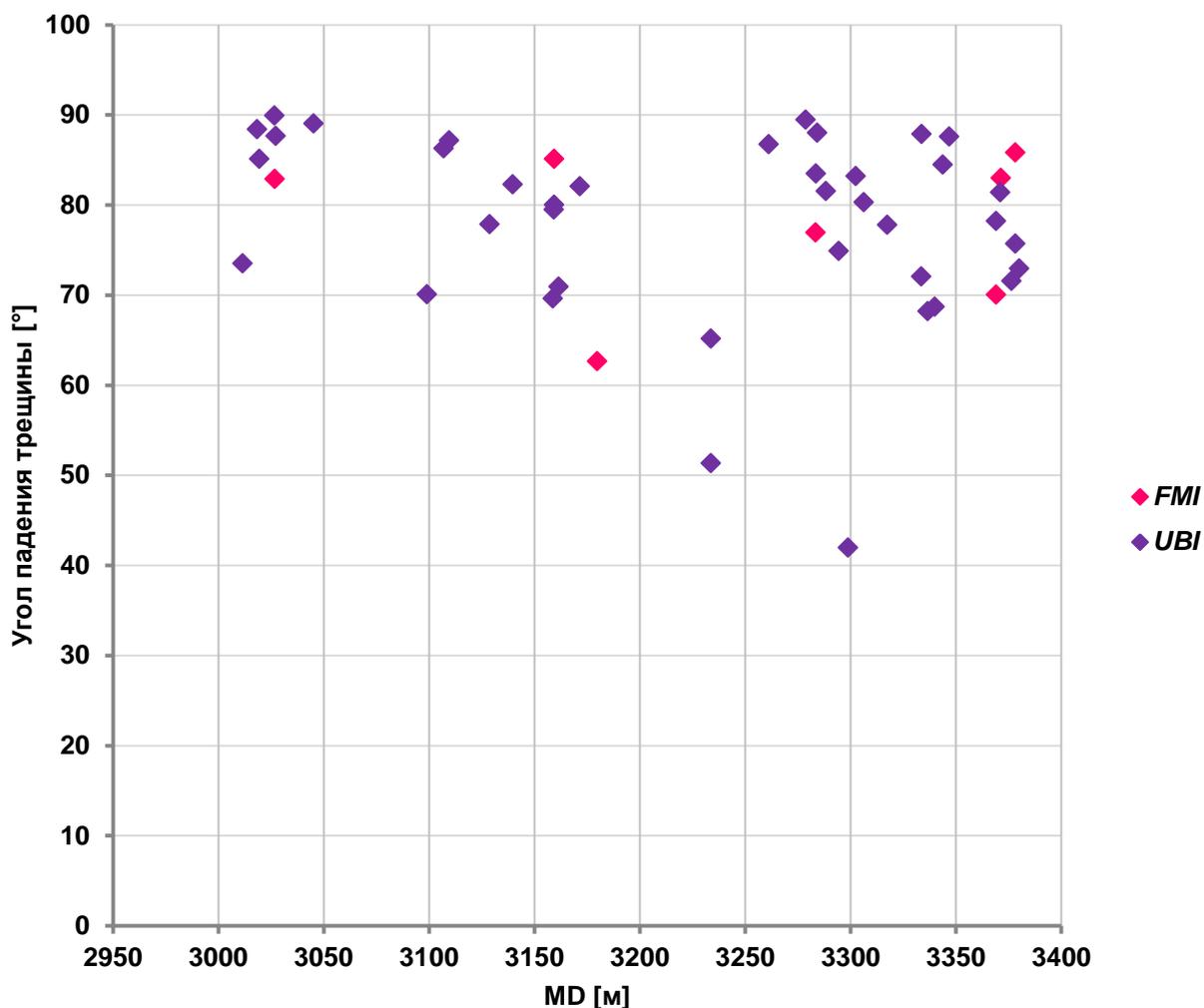


Рисунок 5.2.2.4 – Распределение углов падения трещин по методам *FMI* и *UBI* по скважине W204 месторождения J

Как и в случае с азимутами падения трещин для исследуемой скважины, отметим явную недостаточность данных *FMI* для выполнения сравнения результатов.

Далее приведем распределение полученных параметров азимуты падения трещин для третьей скважины W206 все того же месторождения J. Данное распределение приведено ниже, на рисунке 5.2.2.5.

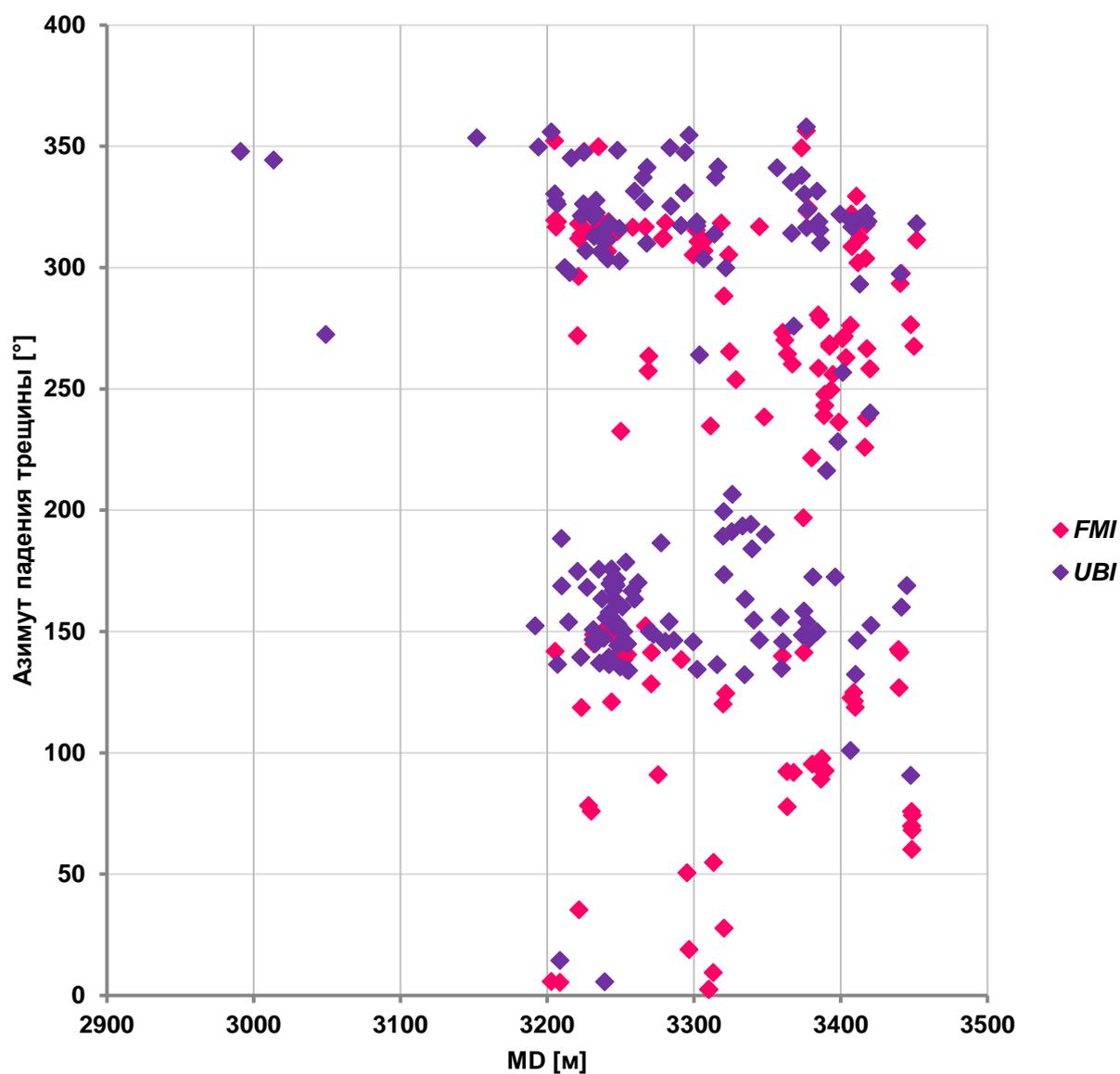


Рисунок 5.2.2.5 – Распределение азимутов падения трещин по методам *FMI* и *UBI* по скважине W206 месторождения J

Распределение углов падения трещин для скважины W206 месторождения J приведено ниже, на рисунке 5.2.2.6.

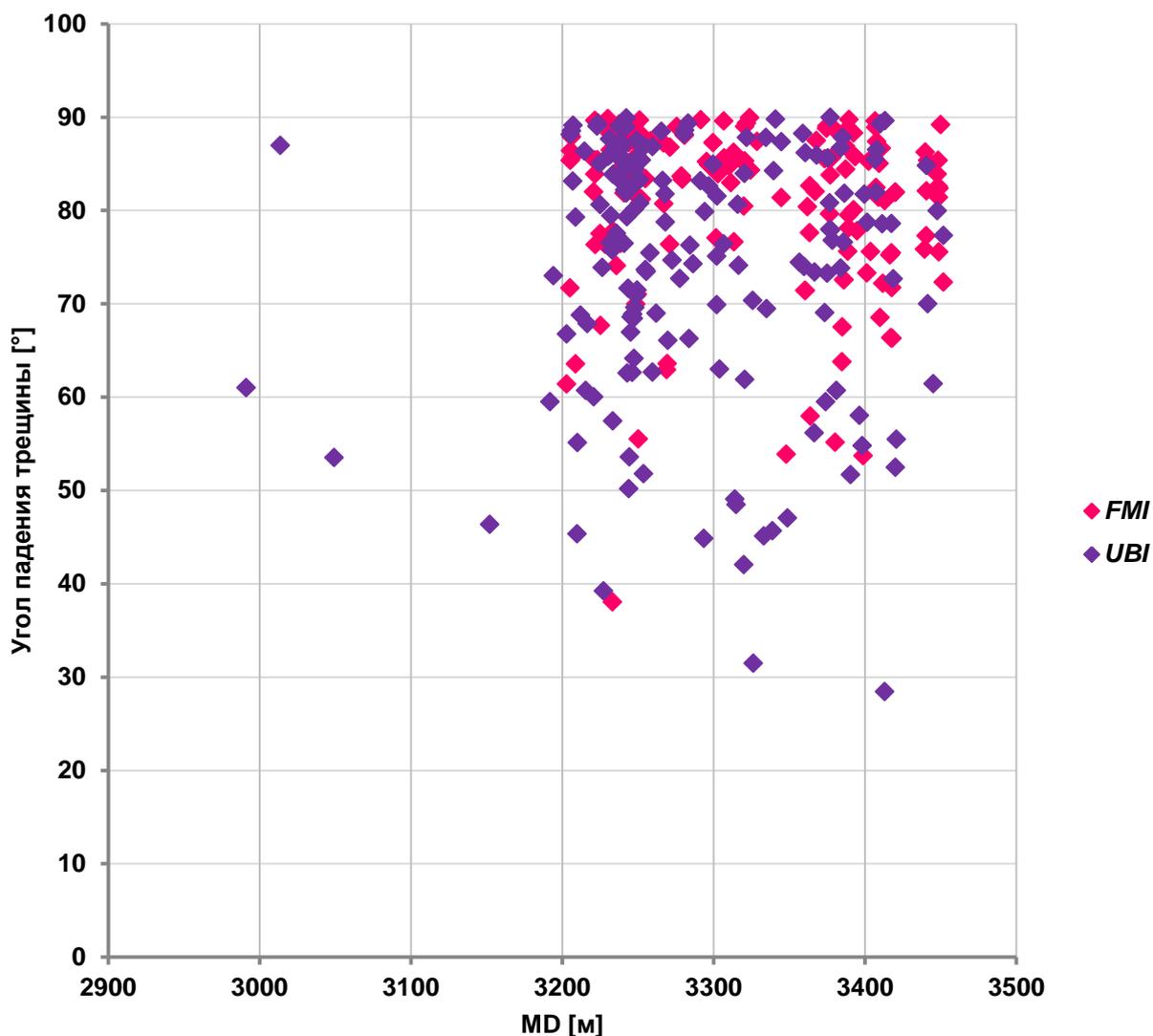


Рисунок 5.2.2.6 – Распределение углов падения трещин по методам *FMI* и *UBI* по скважине W206 месторождения J

По аналогии с тремя предыдущими случаями, для последней скважины с полным набором требуемых данных приведем распределения результатов анализа *FMI* и *UBI* исследований. Это скважина W207 месторождения J.

Распределение азимутов падения трещин по глубинам для скважины W207 приведено на рисунке 5.2.2.7.

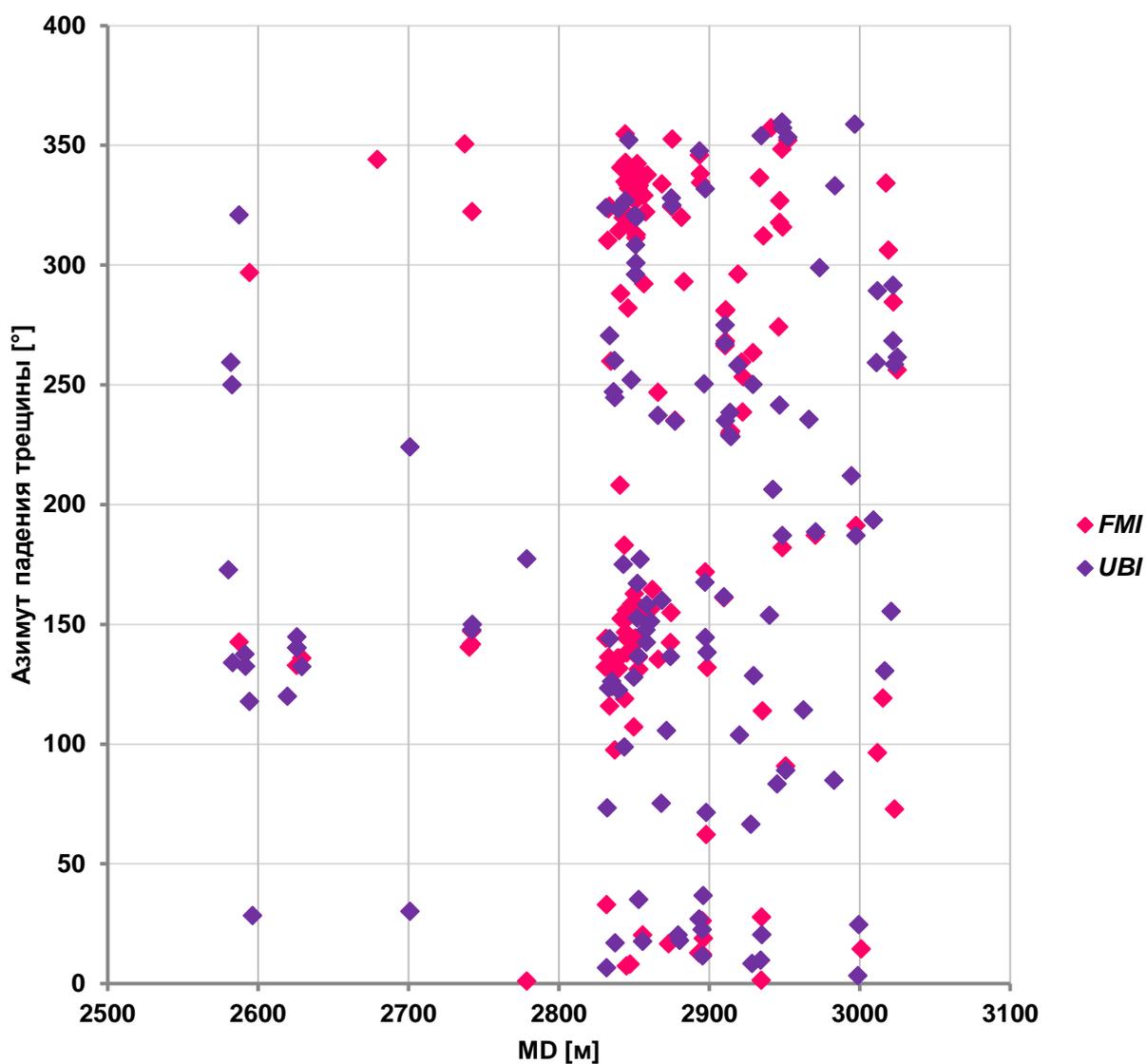


Рисунок 5.2.2.7 – Распределение азимутов падения трещин по методам *FMI* и *UBI* по скважине W207 месторождения J

В данном случае количество данных *FMI* достаточно велико и составляет 143 единицы, количество данных *UBI* составляет 119 единиц.

Приведем и распределение углов падения трещин по исследуемым методам для скважины W207. Углы падения представлены на рисунке 5.2.2.8.

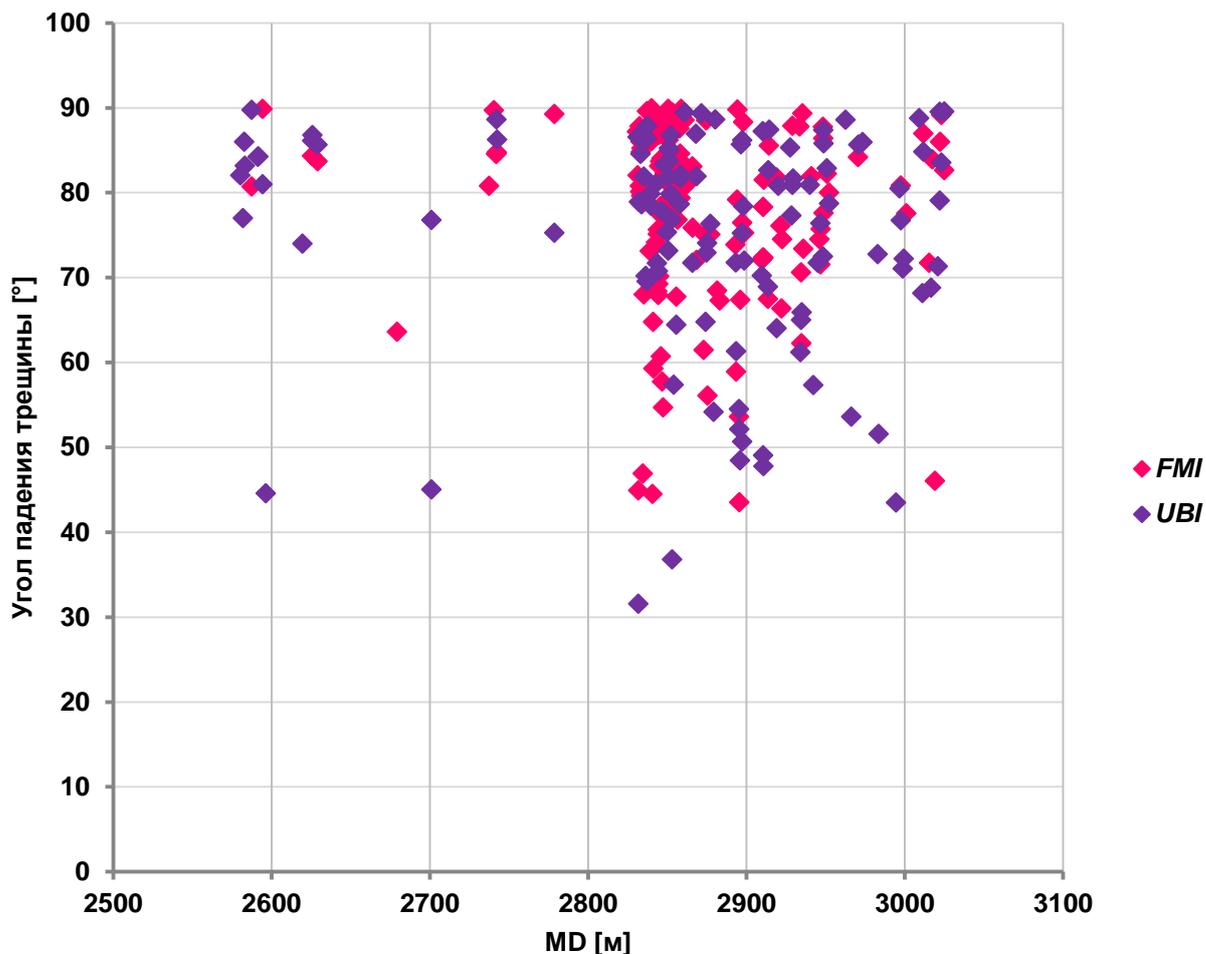


Рисунок 5.2.2.8 – Распределение углов падения трещин по методам *FMI* и *UBI* по скважине W207 месторождения J

Если данные исследований различаются как по своим абсолютным значениям углов, так и по глубинам, на которых были обнаружены трещины, то возникает вопрос, каким образом можно выполнить сравнение результатов двух методов *FMI* и *UBI*.

Приведем значения оценки математического ожидания и среднеквадратичного отклонения для скважин W203, W204, W206, W207 в таблице 5.2.2.1. Символом E обозначена оценка математического ожидания, а символом σ – оценка среднеквадратичного отклонения.

Таблица 5.2.2.1 – Оценки математического ожидания и среднеквадратичного отклонения азимутов падения и углов падения скважин W203, W204, W206, W207 по методам *FMI* и *UBI*.

	Азимут падения				Угол падения			
	FMI		UBI		FMI		UBI	
	<i>E</i>	σ	<i>E</i>	σ	<i>E</i>	σ	<i>E</i>	σ
W203	245°	113°	199°	85°	78°	11°	74°	13°
W204	124°	46°	183°	104°	78°	9°	83°	8°
W206	212°	100°	230°	87°	81°	9°	74°	14°
W207	213°	107°	182°	102°	78°	11°	75°	13°

5.2.3 Группировка трещин по азимутальным направлениям

Из выполненного сравнения трещин в главе 5.2.2 становится ясной необходимость каким-то образом привести собранные данные к некоторым усредненным значениям оп какому-то критерию и выполнять дальнейшее сравнение уже для этих сгруппированных данных.

В данной работе предлагается использовать группировку трещин по их азимутам падения. Так, все имеющиеся по скважине трещины предлагается привести к четырем выбранным группам по следующим азимутальным направлениям: северо-восток, юго-восток, юго-запад, северо-запад.

Схематично предлагаемое разбиение естественных трещин представлено на рисунке 5.2.3.1.

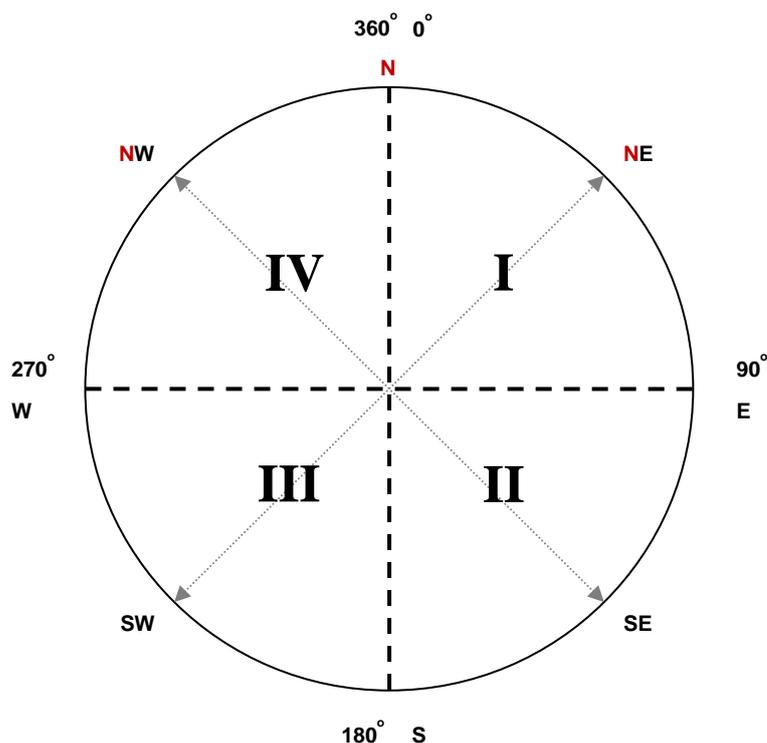


Рисунок 5.2.3.1 – Схема разбиения трещин по их азимутам падения

Заметим, что азимуты падения, равные 0° и 360° – это одно и то же в геометрическом смысле. Но если применять евклидовую метрику, то для нее значения 0° и 360° – это два совершенно разных числа. Соответственно, две трещины с азимутами падения 1° и 359° будут расценены как имеющие совершенно разные значения азимутов, что не корректно, так как геометрически значения схожи. Для того, чтобы выполнить разбиение трещин на четыре группы методом кластеризации k -средних, в качестве элементов-прототипов выберем такие элементы, которые имеют азимуты падения, равные 45° , 135° , 225° , 315° , что соответствует направлениям **NE**, **SE**, **SW**, **NW**.

Итак, для имеющихся данных по скважинам W203, W206, W207 месторождения J выполним разбиение трещин методом кластеризации k -средних по двум характеристикам, определяющим каждую из трещин: азимут падения и угол падения. Скважина W204 не использована при проведении группировки, так как по ней имеется слишком малое количество данных *FMI*.

Разбиение трещин на четыре группы по скважине W203 представлено на рисунках 5.2.3.2 и 5.2.3.3 для методов *FMI* и *UBI* соответственно.

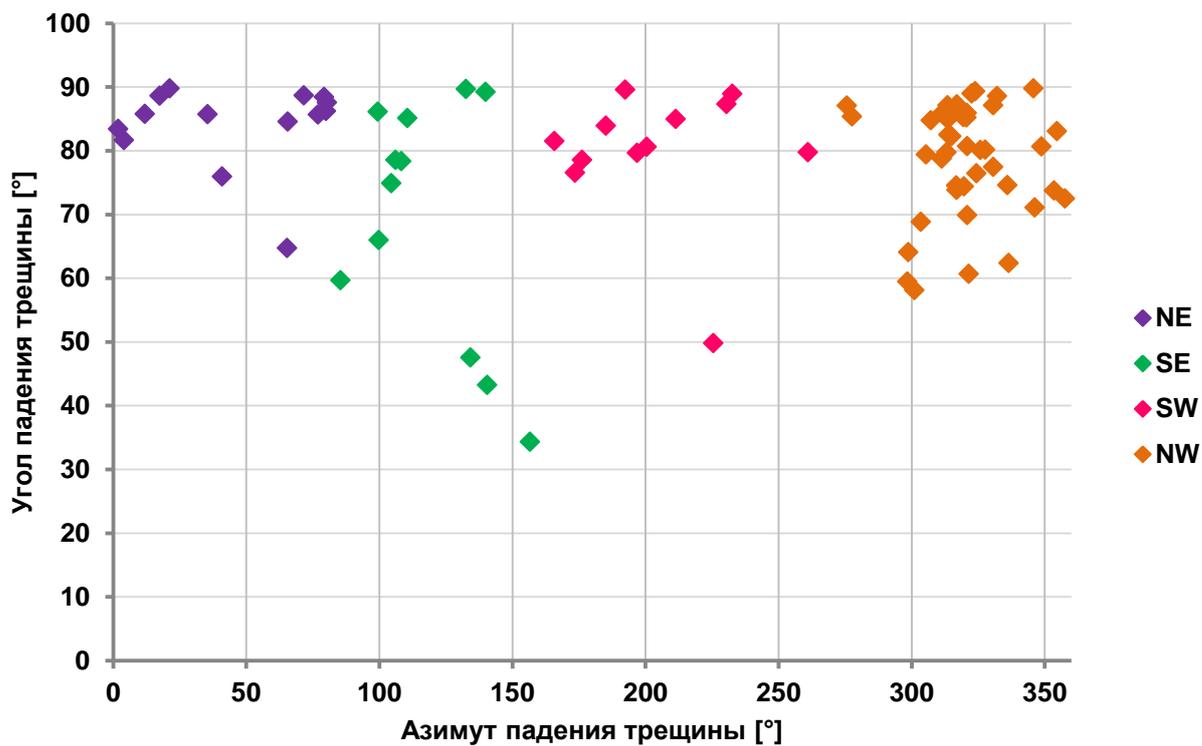


Рисунок 5.2.3.2 – Разбиение трещин скважины W203 по данным *FMI*

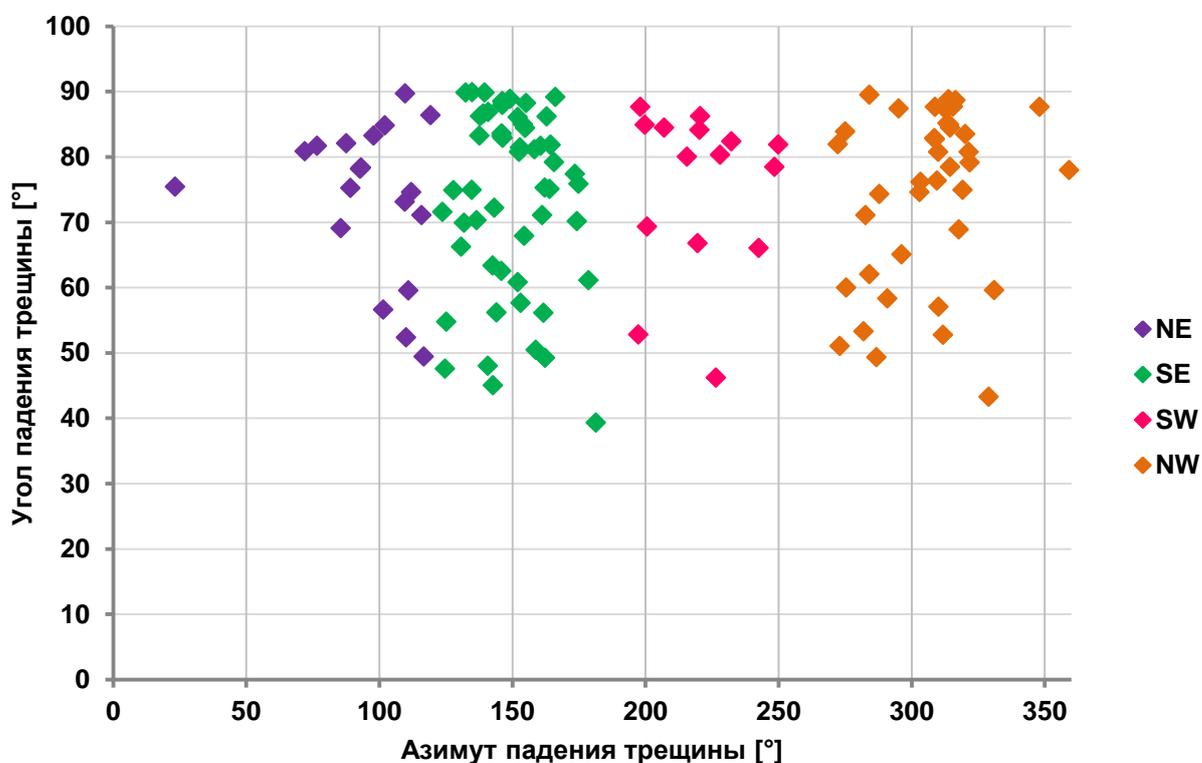


Рисунок 5.2.3.3 – Разбиение трещин скважины W203 по данным *UBI*

Разбиение трещин на четыре группы по скважине W206 представлено на рисунках 5.2.3.4 и 5.2.3.5 для методов *FMI* и *UBI* соответственно.

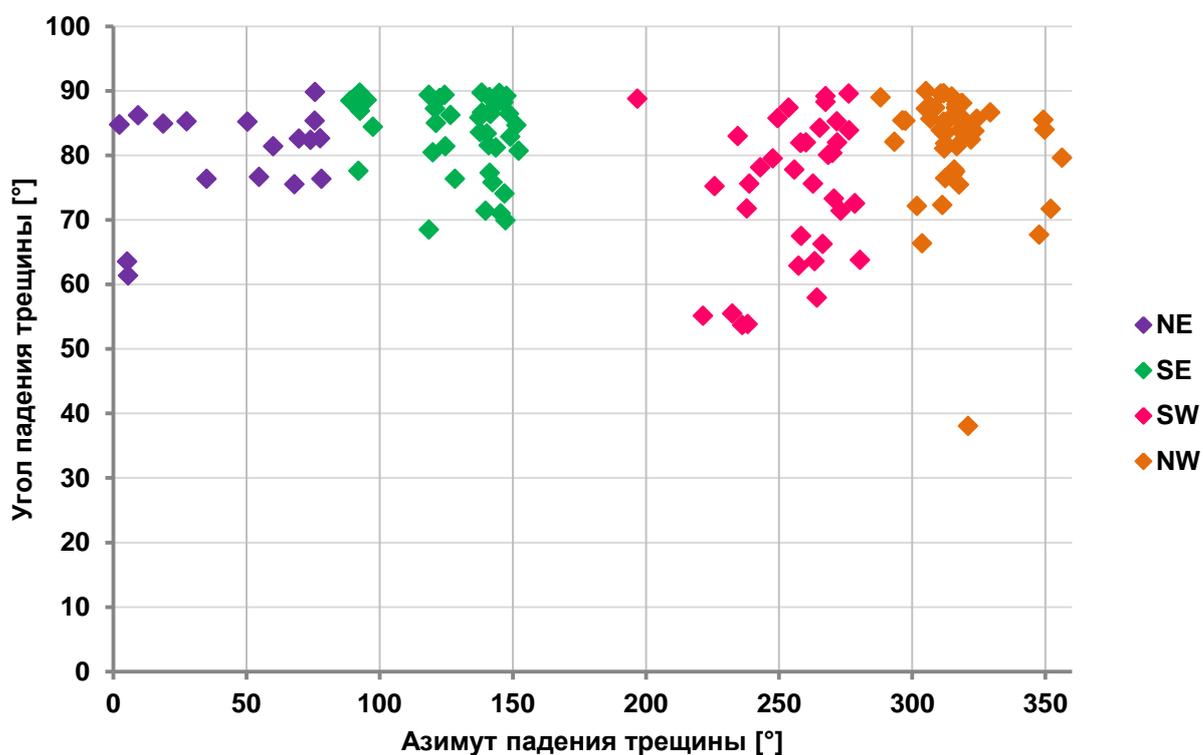


Рисунок 5.2.3.4 – Разбиение трещин скважины W206 по данным *FMI*

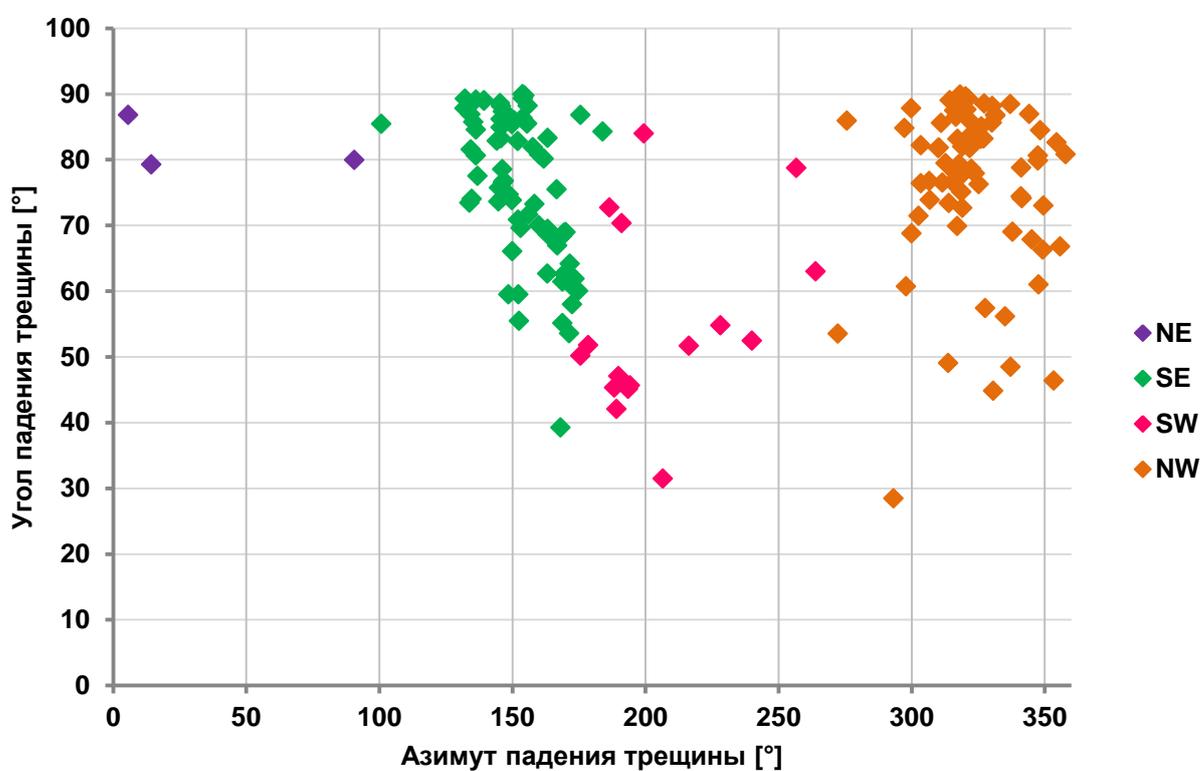


Рисунок 5.2.3.5 – Разбиение трещин скважины W206 по данным *UBI*

Разбиение трещин на четыре группы по скважине W207 представлено на рисунках 5.2.3.6 и 5.2.3.7 для методов *FMI* и *UBI* соответственно.

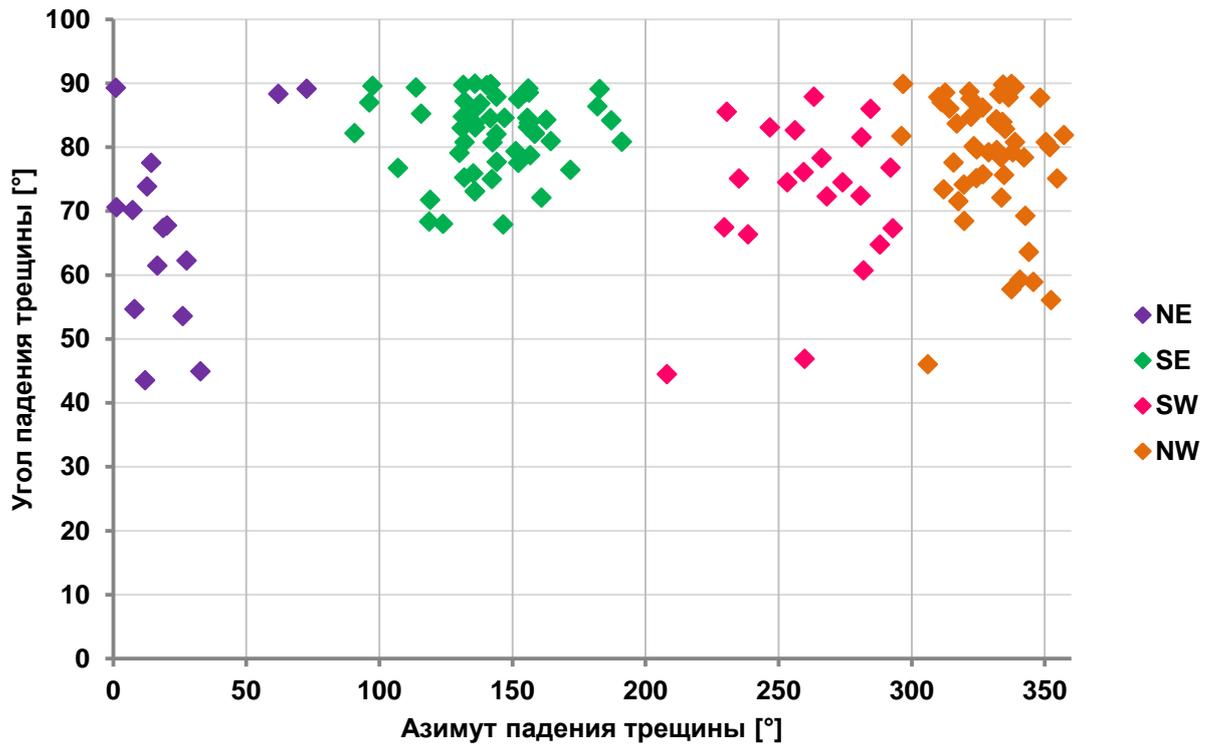


Рисунок 5.2.3.6 – Разбиение трещин скважины W207 по данным *FMI*

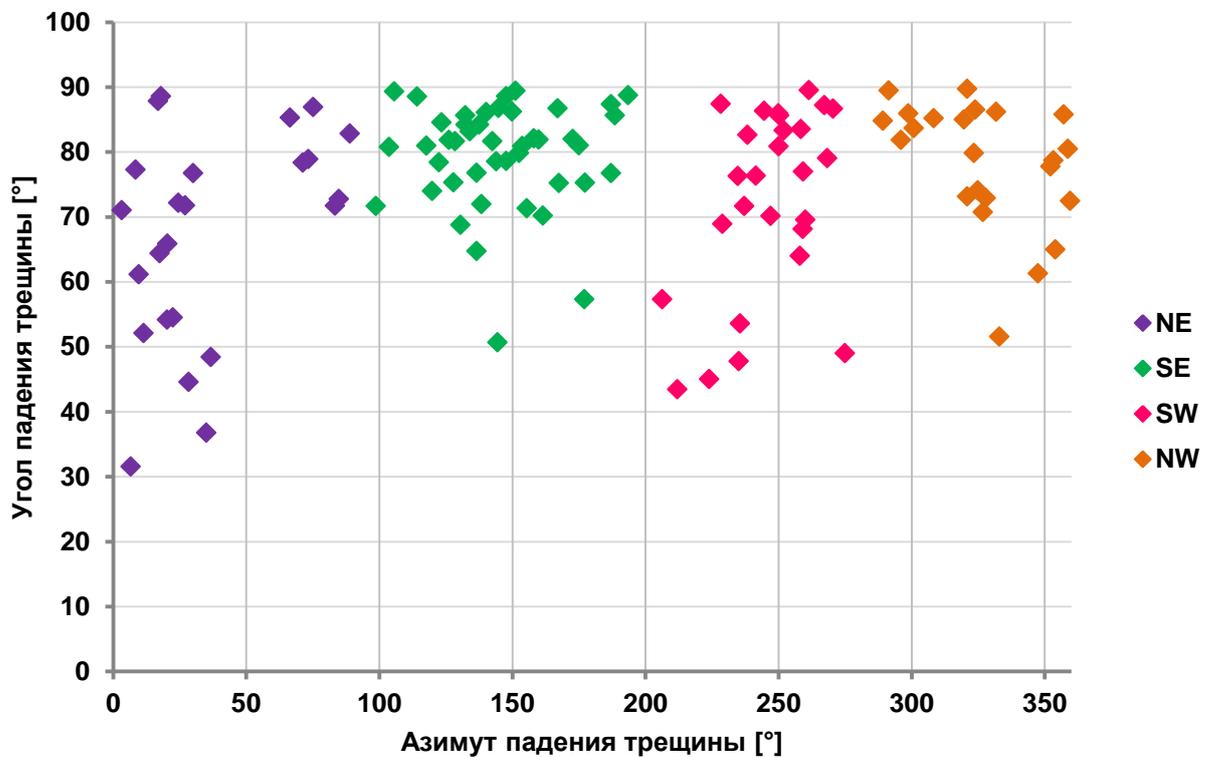


Рисунок 5.2.3.7 – Разбиение трещин скважины W207 по данным *UBI*

В таблице 5.2.3.1 приведены значения оценок математического ожидания и среднеквадратичного отклонений для данных со скважин W203, W206, W207 месторождения J. Символом E обозначена оценка математического ожидания, а символом σ – оценка среднеквадратичного отклонения.

Таблица 5.2.3.1 – Значения оценок математического ожидания и среднеквадратичного отклонений для параметров трещин со скважин W203, W206, W207

			NE [°]		SE [°]		SW [°]		NW [°]	
			Азимут	Падение	Азимут	Падение	Азимут	Падение	Азимут	Падение
W203	FMI	E	47	84	118	69	204	80	321	79
		σ	31	7	22	19	29	10	18	9
	UBI	E	96	74	150	74	220	75	306	74
		σ	22	12	14	14	18	13	20	13
W206	FMI	E	44	80	129	84	256	75	316	82
		σ	30	8	20	6	19	11	14	9
	UBI	E	37	82	153	76	206	55	323	76
		σ	47	4	14	11	27	14	18	13
W207	FMI	E	22	68	142	82	261	73	330	79
		σ	21	15	21	6	23	12	14	10
	UBI	E	37	67	146	80	246	72	327	78
		σ	28	16	23	8	17	14	23	10

Как можно заметить, анализируя данные из таблицы 5.2.3.1, для значений, усредненных внутри найденных кластеров, наблюдается некоторая согласованность данных. На практике применяются оба метода исследования FMI и UBI , так как в случае, если один из методов исследования не смог обнаружить некоторую трещину, есть вероятность, что она будет обнаружена другим методом исследования.

На рисунке 5.2.3.8 приведено общее количество трещин по каждому из выделенных группированных азимутальных направлений.

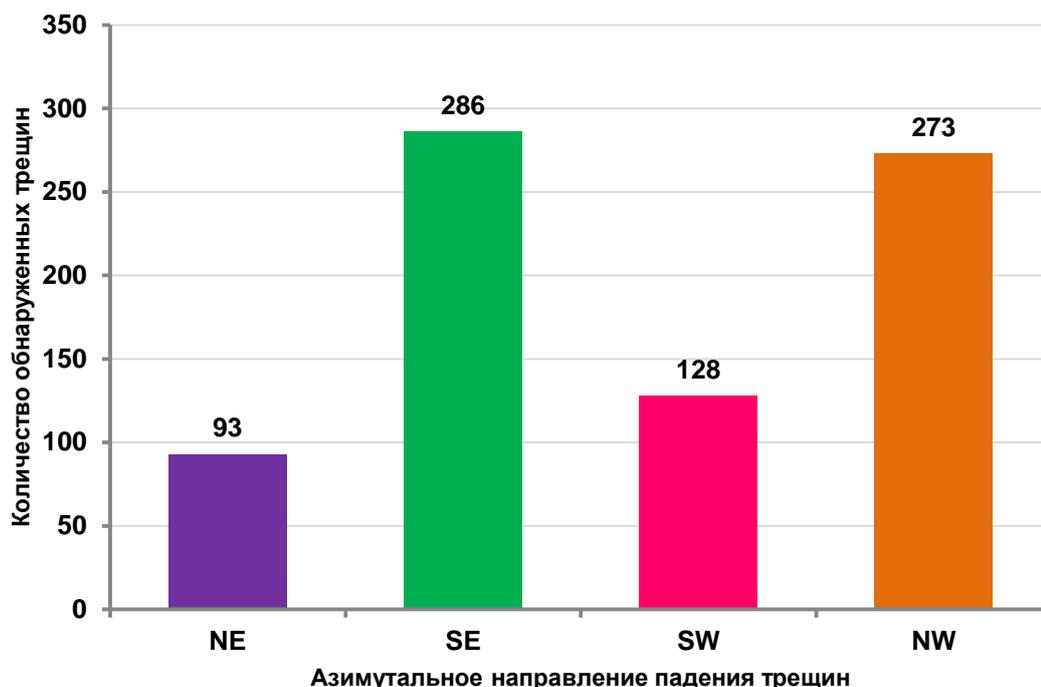


Рисунок 5.2.3.8 – Количество трещин по четырем направлениям азимута падения по скважинам W203, W206, W207 месторождения J

Из рисунка 5.2.3.8 можно заметить, что двумя преобладающими направлениями азимутов падения на месторождении J являются юго-восточное и северо-западное. Согласно сведениям о сдвиговой тектонике, имевшей место быть в регионе, приведенным в главе 2.2, на территории месторождения J выделяются две группы разломов:

- более выраженная группа с северо-западным направлением простирания разломов;
- менее выраженная группа с северо-восточным направлением простирания разломов.

Большая часть естественных трещин, образованных в карбонатах месторождения, имеет направление простирания, перпендикулярное существующим сдвиговым разломам. Угол азимута падения может быть найден как угол азимута простирания прибавить $\pm 90^\circ$. Северо-западное направление простирания – это то же самое, что юго-восточное направление простирания, и, аналогично, северо-восточное направление – это то же самое, что юго-западное простирание.

Схематично преобладающие направления азимутов падения трещин и направления простирания тектонических разломов на месторождении J изображены на рисунке 5.2.3.9.

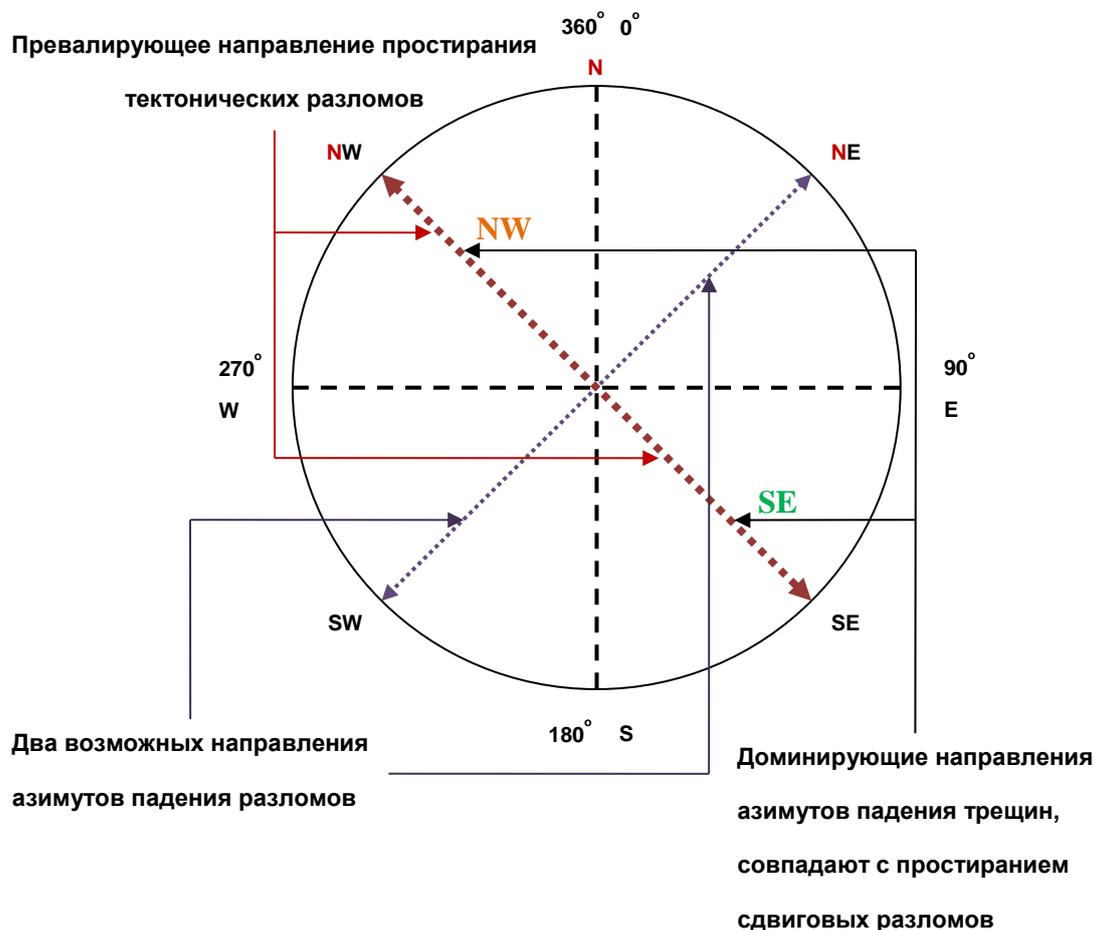


Рисунок 5.2.3.9 – Схема доминирующих направлений азимутов падения трещин и простирания сдвиговых разломов на месторождении J

Из схемы, изображенной на рисунке 5.2.3.9, видно, что азимуты падения большего количества трещин на месторождении J перпендикулярны азимутам падения тектонических сдвиговых разломов и параллельны азимутам простирания этих разломов.

Трещины, образованные перпендикулярно менее выраженной группе тектонических сдвиговых разломов, имеют азимуты падения северо-восточного и юго-западного направлений.

Вдоль превалирующих направлений простирания трещин, а это направления северо-восточное и юго-западное, можно ожидать значительно большей проницаемости в силу анизотропии, вызванной наличием этих трещин. Азимуты простирания получены из азимутов падения, прибавляя и отнимая от них 90° .

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

6.1 Сравнение денежных потоков

Коммерческие предприятия для успешного осуществления своей деятельности выполняют поиск оптимального решения задачи максимизации получаемой прибыли и минимизации издержек. Так, перед принятием решения об инвестировании компанией своих денежных средств требуется выполнить анализ дисконтированной стоимости будущих доходов с учетом возможных рисков из неполучения. Расчет текущей стоимости будущих денежных потоков можно выполнить по формуле 6.1.1, приведенной ниже [12]:

$$N_0 = \sum_{t=0}^T \frac{x_t}{(1+i)^t}, \quad (6.1.1)$$

где N_0 – текущая стоимость будущих денежных потоков; i – принятая годовая ставка дисконтирования, учитывающая возможные альтернативные варианты использования имеющихся денежных средств, например, вложение их в банк на депозит, и сопутствующие инвестициям финансовые риски; t – номер года, начиная с нулевого; x_t – ожидаемый годовой доход, который планирует получить компания в году t ; T – временной период, или количество лет, в течение которого планируется получать доход от инвестиций и на который выполняется расчет текущей стоимости.

Из нескольких вариантов инвестирования выбирается тот, который отвечает критерию получения наибольшей прибыли и не выходит за рамки допустимого рискованного диапазона. Выполнение сравнения различных вариантов инвестирования имеет смысл только для потоков, приведенных к одному моменту времени. Выполнение приведения будущих потоков к текущему либо прошлому времени называется дисконтированием. Обычно выполняют приведение к текущему году, который обозначают t_0 .

6.2 Риск менеджмент

При сравнении вариантов инвестирования необходимо учитывать сопутствующие риски, которые при этом могут накладываться друг на друга, тем самым увеличивая итоговый совокупный риск. Можно выделить пять шагов, которые необходимо проделать для анализа и учета рисков [6]:

1. установление объекта исследования: описание начальной ситуации, определение целей исследования;
2. определение источников рисков: установление сценариев, при которых что-либо может пойти не так, включая влияние на затрагиваемые производственные процессы;
3. анализ и подсчет рисков: оценка и расчет вероятностей рисков и возможных финансовых потерь при их возникновении;
4. определение с пороговыми значениями: оценка того, находится ли тот или иной риск внутри заданного диапазона рискowej толерантности или нет. Здесь необходимо учитывать не только вероятности рисков, но и величины возможных прибылей, возникающих при рассмотрении того или иного сценария;
5. смягчение рисков: выполнение анализа наличия возможных способов для смягчения имеющихся рисков, если такое смягчение является возможным. В случае невозможности уменьшения риска данный сценарий отбрасывается из набора рассматриваемых сценариев-кандидатов.

Итого, после отсеивания неподходящих вариантов оставшиеся ранжируются по приносимой прибыли и выбирается вариант с максимальной прибылью.

6.3 Источники рисков при анализе трещиноватости и способы их уменьшения

Решения с наиболее тяжелыми в случае их неправильности финансовыми последствиями применяются именно в самом начале разработки месторождения. Если запланированные объемы дебетов не будут достигнуты, компания может потерять инвестированные денежные средства.

При разработке трещиноватых карбонатных коллекторов наибольший интерес с точки зрения целесообразности вложения в данный объект представляет наличие связанного друг с другом естественными трещинами пустотного пространства. В этом случае данные трещины могут играть роль связующих каналов, по которым будет выполняться фильтрация пластового флюида к стволам добывающих скважин. Даже, если установлено наличие залежей углеводородов, но отсутствует достаточное количество связующих каналов, объект может не иметь коммерческого интереса из-за технической невозможности или дороговизны обеспечения требуемых уровней дебета.

Естественная микротрещиноватость не может быть замечена сейсмическими исследованиями в силу недостаточной разрешающей способности этого способа исследований. Наиболее достоверные результаты могут быть получены различными исследованиями вдоль ствола скважины, но в этом случае наличие трещиноватости может быть однозначно установлено только для пространства вокруг самого ствола скважины, а пространство между скважинными остается так называемым черным ящиком. Тем не менее, можно сказать, что зона естественной трещиноватости обладают пространственным постоянством [9], то есть при обнаружении трещиноватостей по стволу скважин, пространно между ними вероятнее всего тоже является трещиноватым.

Отдельную проблему представляет отделение естественных трещин от искусственным, возникших в процессе бурения при разрушении горной породы долотом. Единственно верного способа решения данной задачи не

существует, но при принятии решений о природе происхождения тех или иных трещин необходимо учитывать их пространственную согласованность. Так, естественные трещины, расположенные на некотором интервале вдоль ствола скважины, скорее всего, будут иметь схожие значения углов падения и азимутальных направлений, в то время как искусственные ненамеренно созданные трещины таким постоянством данных обладать не будут [9]. Неверное определение природы происхождения трещин, обнаруженных при помощи данных микроимиджера, может привести к неверному определению связанности порового пространства внутри толщ горных пород, расположенных на заданном интервале глубин, в межскважинном пространстве, так как искусственные трещины в межскважинное пространство распространяться не будут, в отличие от естественных.

Для уменьшения неопределенностей, связанных с параметрами зон трещиноватости, используются не один, а два микроимиджера: ультразвуковой и электрический – оба они были рассмотрены в данной работе. Для достоверности результатов анализа требуется подтверждение данных с одного метода другим методом. При наличии исследований не с микроимиджеров, а, например, керновых данных, их также необходимо учитывать.

Еще одним важным моментом при определении неопределенностей полученных результатов является неточность полученных данных, связанная с естественными техническими ограничениями применяемых приборов. При отсутствии иных, дополнительных исследований, лучшим из которых являются данные исследований керна, уменьшить данную неопределенность невозможно.

Выполнив корректное определение параметров трещиноватостей, становится возможным более эффективное определение количества экономически рентабельных извлекаемых запасов, что играет ключевую роль при принятии решения о разработке объекта с залежами углеводородов в карбонатных трещиноватых породах.

Заметим, однако, что керновые исследования имеют значительную стоимость, поэтому проводить их по всем стволам имеющихся разведочных скважин обычно не имеет смысла, вместо этого проводятся исследования образцов только с некоторых отобранных скважин, в то время как каротажные исследования, в том числе микроимиджеры, уже проводятся по всему или почти всему набору скважин.

7 Социальная ответственность

Обеспечение безопасности проводимых на месторождениях персоналом работ лежит в основе социальной политики современных нефтегазовых компаний. В данном разделе приведены сведения о проводимых компаниями мерах по сохранению жизни и здоровья своих сотрудников.

Под условиями труда понимается совокупность факторов трудового процесса и существующей производственной среды, которые могут оказывать и оказывают влияние на здоровье работника и его работоспособность. Существуют и выделяются следующие группы условий трудового процесса [3]:

1. психофизиологическая, зависящая от вида осуществляемой трудовой деятельности, включая степень нагрузки на опорно-двигательные аппарат, на психику и нервную систему;
2. безопасность осуществляемого труда, которая зависит от обеспечиваемой предприятием техники безопасности, от которой зависят вероятности получения работником травм и увечий;
3. эстетическая группа, определяющая эмоциональную составляющую и мотивацию к выполнению трудового процесса;
4. психосоциальная группа, включающая в себя конфликтность либо дружелюбный настрой в рабочем коллективе;
5. санитарно-гигиеническая группа, в которую включены чистота воздуха, микроклимат, освещенность и степень зашумленности рабочего места.

Под вредным фактором понимается некоторый фактор, чье воздействие на сотрудника, выполняющего некоторые работы, способно вызвать возникновение у этого сотрудника заболевания либо повысить частоту возникновения заболеваний. Возникшие заболевания могут привести к временному либо постоянному снижению работоспособности. Отдельно

выделяются опасные производственные факторы, которые, в отличие от вредных факторов, могут приводить к возникновению травм и внезапному значительному ухудшению здоровья работника. На предприятиях нефтегазового сектора для работников можно выделить нижеперечисленные опасные факторы, которые предприятие обязано учитывать и минимизировать вероятность наступления несчастных случаев:

1. тяжесть имеющихся метеоусловий, под воздействием которых работнику приходится выполнять свои профессиональные обязанности, например, пониженные либо повышенные температура или влажность, скорость естественного потока воздуха;
2. механическая травмоопасность производственного процесса, вызванная, например, движущимися деталями механизмов, перемещением грузов;
3. термическая опасность производственного процесса;
4. воздействие вредных для здоровья газов;
5. химическое воздействие вредных веществ.
6. электрическая опасность;

Под психофизиологической тяжестью труда понимаются статические и динамические нагрузки, поднимаемые массы грузов, однотипные многократно повторяющиеся движения.

Под напряженностью труда понимаются нагрузки интеллектуального плана, зрительное и слуховое напряжение, вызванные необходимостью производить интенсивное восприятие информации. Эмоциональные нагрузки также относятся к напряженности труда и включают в себя степени принимаемых работником рисков и ответственности. К этой же группе относится и монотонность выполняемых работ.

Ниже, на рисунке 7.1, приведена классификация вредных и опасных факторов на производстве [3]:

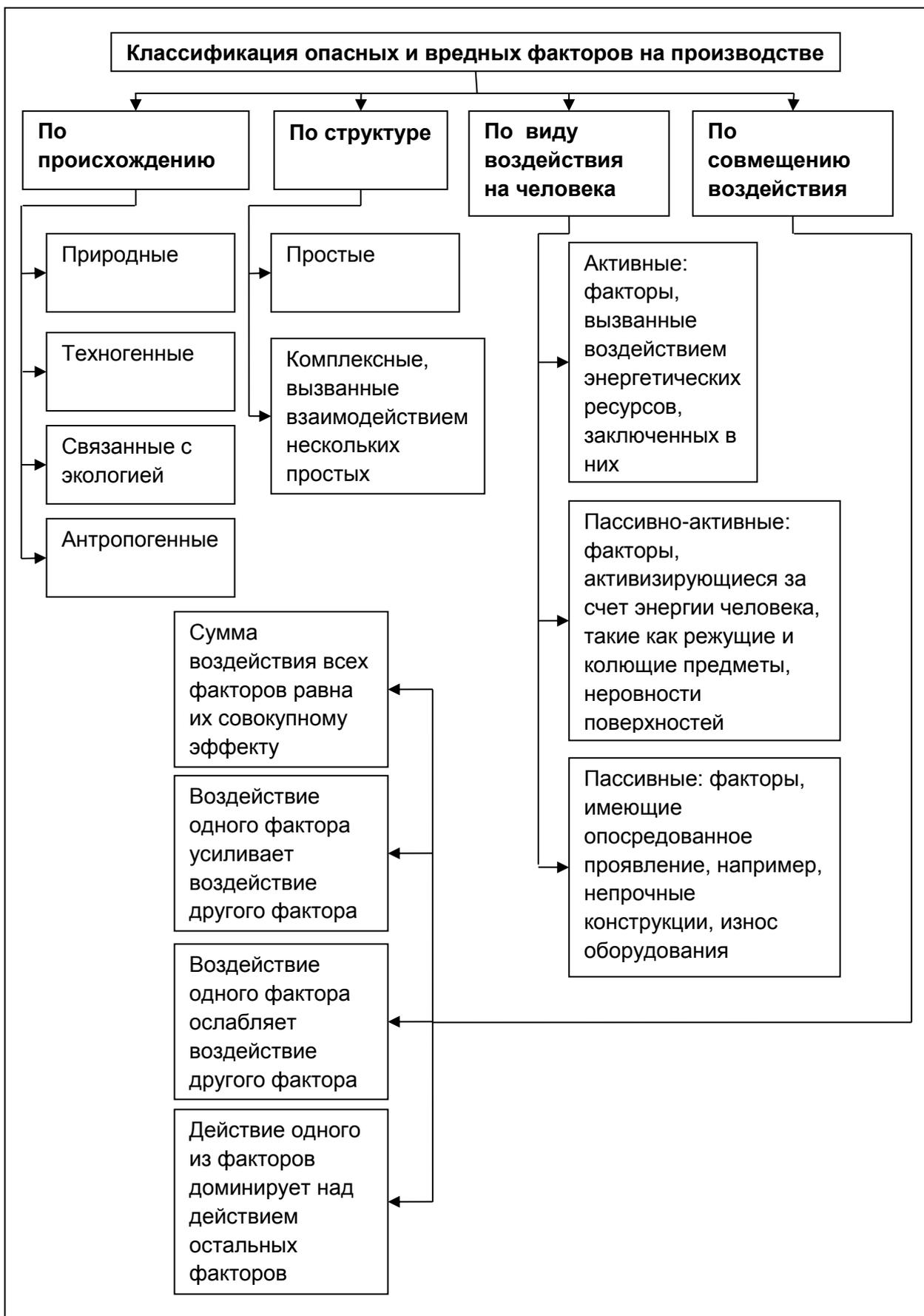


Рисунок 7.1 – Классификация вредных и опасных производственных факторов

7.1 Метеоусловия

Вследствие расположения исследуемых объектов на территории Западной Сибири и необходимости нахождения сотрудников на открытом воздухе значение метеоусловий представляет собой область целевого интереса при разработке мер по охране и безопасности труда работников. Негативное воздействие погодных условий на человека может крайне отрицательно сыграть на его работоспособности вследствие возникновения простудных заболеваний и уменьшения подвижности конечностей при потере тепла организмом, что, в свою очередь, может способствовать возникновению чрезвычайных ситуаций, связанных с необходимостью выполнения некоторого строго определенного набора действий, осуществление которого становится невозможным при обморожении.

Для выполнения защиты от негативных температурных воздействий сотрудникам необходимо обеспечить наличие у них соответствующей погоде и времени года теплой верхней одежды. При выполнении работ при значительных минусовых температурах требуется наличие пунктов обогрева, в которых работники могут отогреваться.

7.2 Пожарная безопасность

Скважины представляют собой объекты повышенной пожарной опасности и имеют свойство легко воспламеняться. Помимо скважин высокой пожароопасностью обладают и некоторые виды объектов поверхностного обустройства месторождения. К такому типу оборудования можно отнести автоматическую групповую замерную установку, перед началом работы в которой необходимо выполнять ее проветривание в течение минимум двадцати минут и осуществить ее заземление сразу двумя проводниками электрического тока.

Проведение работ во взрывоопасных объектах, осуществляющих технологические процессы, связанные с газом, при наличии такой возможности, требуется автоматизировать и выполнять без

непосредственного нахождения в таких объектах человека. Естественно, полная такого рода автоматизация не всегда является возможной, но при наличии способности осуществить хотя бы частичную автоматизацию, нефтегазодобывающей компании необходимо это сделать путем внедрения новейших технологических изобретений в области автоматизации технологических процессов.

Пожаровзрывоопасные работы должны строго протоколироваться и выполняться исключительно лицами, имеющими необходимые уровни доступа, прошедшими соответствующую перечню выполняемых ими работ профессиональную подготовку. Дата и время начала проведения работ, дата и время их окончания в обязательном порядке должны заноситься в специальный журнал. За проведение работ назначается ответственное лицо, имя и фамилия которого также заносятся в журнал.

Установленные правила подготовки к выполнению пожароопасных работ выполняются в обязательном порядке перед началом проведения таких работ. При работе с газовыми объектами перед началом выполнения работ требуется исключить опасность, связанную с излишним давлением, по возможности исключить из них вредные продукты. С целью предотвращения доступа на пожароопасный объект, над которым производятся манипуляции, выставление ограждения вокруг такого объекта должно быть выполнено и, при наличии такой необходимости, должны быть выставлены наблюдательные посты с наблюдателями. Наблюдатели будут выполнять наблюдение за объектом и предотвращать на него доступ лиц, которым на данном объекте находиться в данный момент нельзя.

7.3 Ограничение негативного воздействия на окружающую среду

Законодательство Российской Федерации требует от нефтегазодобывающих компаний осуществлять утилизацию попутного газа, например, путем использования его в разработке месторождения либо

использования его для выработки электроэнергии. Штрафные санкции применяются к компаниям в случае использования газовых факелов для сжигания газа.

При строительстве вахтовых поселков компаниям приходится брать на себя и расходы, связанные со строительством и эксплуатацией канализационных очистных приспособлений. Выполнение сброса неочищенных сточных вод в водоемы запрещено.

Строительство объектов вахтовых поселков сопровождается образованием строительного мусора, утилизация которого выполняется силами компании. С целью минимизации воздействия на окружающую среду от нефтегазовых компаний требуется выполнение нижеперечисленных пунктов:

1. осуществление размещения инженерных электрических сетей на минимально возможной максимально компактной площади для сокращения размера занимаемых территорий;
2. рекультивация тех земель, что были изъяты в на короткие сроки использования;
3. осуществление строительство искусственных дождевых стоков в естественные водоемы для предотвращения заболачивания территорий;
4. строительство дренажных систем на объектах инфраструктуры месторождений.

Для увеличения гарантий качественного обеспечения экологической безопасности осуществления производственной деятельности компании следует:

1. автоматизировать свои технологические процессы, что может позволить осуществление выполнения работ без постоянного непосредственного присутствия обслуживающего рабочего персонала;

2. исключить использования факелов для сжигания попутного газа при отсутствии нестандартных режимов работы, то есть, при обычной штатной эксплуатации месторождения;
3. выполнять проверки герметичности своих внутрипромысловых трубопроводов;
4. выполнять проверку на герметичность мест сварки соединений на своих трубопроводах;
5. использовать защиту труб от коррозии, способной вызвать возникновение утечек;
6. выполнять применение только проверенных на прочность труб для строительства трубопроводов;
7. устанавливать средства аварийной сигнализации для мгновенного оповещения о неполадках на трубопроводах и оборудованных кустовых площадках;
8. строить специальные насыпи-валы вокруг оборудованных площадок кустовых и площадок технологических для предотвращения дальнейшего разлива нефти в случае его возникновения;
9. выполнять подготовительные работы, могущие привести к возгоранию в холодное время года
10. исключать наличие сухой пожароопасной травы либо нахождение деревьев поблизости от промысловых объектов для предотвращения возникновения и дальнейшего распространения лесных пожаров;
11. следить и организовывать обращение с отходами.

7.4 Система мониторинга за возникшим нефтяным загрязнением

Под процессом мониторинга понимается система продолжительных наблюдений, контроля, прогноза и оценки объектов.

К сожалению, добыча углеводородов всегда вызывает за собой нарушение первоначального состояния среды. Конкретные масштабы этих загрязнений могут варьироваться в зависимости от конкретных условий, имеющих место быть на том или ином месторождении. Применение систем контроля выделения вредных веществ представляет собой актуальную задачу при разработке и эксплуатации объектов нефтегазового комплекса.

Под процессом мониторинга нефтяного загрязнения понимается накопление информации о действительных параметрах окружающей среды и осуществление составления прогноза распространения загрязнения [4].

Для недопущения загрязнения водоемов применяется непрерывное изучение физико-химических свойств воды в водоемах, попадающих в зону риска быть загрязненными.

К основным источникам технологических загрязнений окружающей среды в нефтегазовой сфере относят нижеперечисленное:

1. собственно сама нефть, являющаяся загрязнителем окружающей среды;
2. сернистые газы, равно как и иные сероводородсодержащие газы;
3. пластовые и сточные минерализованные воды с объектов нефтепромыслов и объектов бурения скважин;
4. буровой шлам;
5. применяемые химические реагенты.

7.5 Борьба с химическими отравлениями

По степени воздействия на организм человека химические вещества можно разделить на четыре нижеприведенных класса:

1. чрезвычайно опасные вещества;
2. высокоопасные вещества;
3. умеренноопасные вещества;
4. малоопасные вещества

Для успешной работы в условиях возможного химического отравления необходимо не только знать классификацию наличествующих

веществ, но и последствия, которые они могут вызвать. Поэтому, при наличии незнакомых ранее сотрудникам веществ, их необходимо сначала качественно изучить, чтобы исключить возможность получения отравления на производстве.

Отравления подразделяются на острые и хронические. Острые отравления возникают в случае поступления в организм достаточно большого количества вредных веществ за относительно короткий временной промежуток. При этом, если технологические процессы на промысле происходят в нормальном режиме, отравлений у работников не должно возникать вовсе.

В отличие от острых, отравления хронические требуют достаточно длительного воздействия отравляющих веществ, даже если их концентрация и невелика. Хронические отравления, к сожалению, могут возникать и при штатном режиме работы промышленных объектов вследствие несоблюдения правил техники безопасности, таких, как нарушение условий хранения химических реагентов, некачественная вентиляция, несоблюдение работниками гигиенических правил, возможно, по вине работодателя из-за отсутствия необходимых условий проживания и труда. Отметим, что хронические заболевания могут длительное время не проявляться сами по себе, вместо этого они могут способствовать развитию других заболеваний, не связанных напрямую с осуществлением профессиональной деятельности. Особенно сильно химическое воздействие в химических лабораториях, в том числе, полевых химических лабораториях.

В случае, если острое химическое отравление все-таки наступило, требуется немедленно прекратить контакт отравленного с химическим веществом, каким бы путем этот контакт не происходил.

Предприятию следует рассмотреть возможности к осуществлению замены чрезвычайно опасных веществ на менее опасные химические вещества. Также, само размещение опасных химических реактивов должно осуществляться только в специально оборудованных для этого помещениях.

Для случая возникновения аварийных ситуаций должны быть заранее продуманы пути эвакуации персонала, у персонала, работающего с опасными химическими реагентами, должны быть в наличии личные противогазы в их рабочих помещениях и быть в исправном состоянии готовом к применению. Тип установленного фильтра на противогазе должен соответствовать типу отравляющих веществ, против которых этот противогаз должен помочь. Заметим, что против почти что полностью несорбирующихся веществ применение противогазов не имеет смысла. К таким веществам относятся, в качестве примеров, нижеперечисленные химические вещества:

1. метан;
2. бутан;
3. этан;
4. этилен;
5. ацетилен.

7.6 Возмещение экологического ущерба

Нанесенный окружающей среде вред имеет два основных вида последствий [4]:

1. вред экономический, выражающий в денежной форме потерянное имущество и потерянные будущие доходы;
2. вред экологический, выражающийся в истощении и разрушении окружающей среды – такой вред зачастую характеризуется своей необратимостью, когда речь идет о здоровье человека либо невозполнимым нарушенным объектам природы.

Нанесенный ущерб должен быть возмещен в денежной либо, иногда, натуральной, форме. Последний вид компенсации является возможным лишь в очень ограниченном числе случаев, когда нанесенный вред не является невозполнимым.

С юридической стороны, наносимый вред можно разделить на две нижеперечисленные категории [4]:

1. правомерный вред;

2. противоправный вред.

Первый вид из вышеприведенных видов вреда, правомерный вред, разрешается законодательством Российской Федерации из-за того, что он является неизбежным при осуществлении компанией своей хозяйственной деятельности.

Противоправный же вред, он же неправомерный, представляет собой осуществленный акт нарушения действующего законодательства. За причинением такого вида вреда следует гражданско-правовая ответственность, несущая в себе три основные функции:

1. репрессивная функция, требующая компенсации причиненного вреда;
2. репрессивная функция, являющая собой наказание хозяйствующей организации за нарушение действующего законодательства;
3. воспитательная функция, необходимая для предупреждения повторных нарушений законодательства.

В качестве мер воздействия на компанию-нарушителя можно подразделить нижеследующие две группы:

1. экономическое воздействие, включающее в себя выплаты, необходимые для ликвидации и предотвращения загрязнения. Источником такого рода выплат является доход предприятия;
2. меры административного воздействия, включающие в себя:
3. выдачу предупреждений;
4. общественную огласку;
5. изъятие продукции;
6. конфискацию средств производства;
7. прекращение, постоянное либо временное, деятельности хозяйствующего субъекта, осуществляющего загрязнение окружающей среды

Заключение

В работе было приведено описание физических основ методов микроимиджеров *FMI* и *UBI*, приведено геологическое описание карбонатных трещиноватых коллекторов месторождения U, J и K, по которым была предоставлена информация для проведения исследования.

Был выбран метод кластеризации трещин по их параметрам кажущихся пористости и проницаемости, выбранным методом явился метод *k*-средних. Была выбрана классификация трещин Нельсона, к которой и были приведены имеющиеся трещины, обнаруженные методом *FMI* в скважине W107 месторождения U.

Поточечное сравнение результатов данных микроимиджеров *FMI* и *UBI* со скважин W203, W204, W206, W207 не дало хорошей сопоставимости, но схожесть результатов обнаруживается при предварительном проведении группирования трещин используемым методом кластеризации *k*-средних по их параметрам азимутов падения и углов падения. Получено разбиение трещин на четыре подгруппы, внутри каждой из которых выполняется условие общей схожести данных.

Для месторождения J установлено, что преобладающая часть азимутов падения трещин совпадает с азимутами простирания тектонических сдвиговых разломов, имеющих северо-западное или, что то же самое, юго-восточное направления простирания. Наибольшая проницаемость ожидается вдоль направления простирания естественных трещин, то есть по направлению на юго-запад или северо-восток.

Большая детальность исследования может быть получена при большем количестве исходных данных. Для сравнительного анализа результатов *FMI* и *UBI* были использованы данные с четырех скважин месторождения J, так как данных с остальных скважин недостаточно. Для проведения кластеризации по азимутам падения и углам падения трещин были применены данные только из трех скважин месторождения J, а именно,

со скважин W203, W206, W207, так как данных с остальных скважин, опять же, оказалось недостаточно.

Рассмотрены источники рисков при анализе трещиноватости и возможных способы уменьшения этих рисков. Для уменьшения степени неопределенности рекомендуется всегда применять оба метода микроимиджеров: *FMI* и *UBI*.

В главе социальная ответственность приведены основные сведения о производственной безопасности для работников нефтегазовой отрасли и для окружающей среды.

Список литературы

1. Багринцева К.И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ / К.И.Багринцева, А.Н.Дмитриевский, Р.А.Бочко. – М., 2003. – 263 с.
2. Баранова М.И. Сдвиговые дислокации в районе Кулумбского газонефтяного месторождения / М.И. Баранова. – Новосибирск, 2011. – 57 с.
3. Кокин Ю.П. Экономика труда / Ю.П. Кокин, П.Э. Шлендер. – М., 2010 – 686 с.
4. Полозов М.Б. Экология нефтегазодобывающего комплекса / М.Б. Полозов. – Ижевск, 2012. – 174 с.
5. Alsabt, K. An Efficient K-Means Clustering Algorithm / K. Alsabt, S. Ranka, V. Singh. – Syracuse, 1998. – 7 p.
6. Häring, I. Risk Analysis and Management: Engineering Resilience / I. Häring. – Singapore, 2015. – 365 p.
7. Mohamad, I.B. Standardization and Its Effects on K-Means Clustering Algorithm / I.B. Mohamad, D. Usman. – 2013. – 5 p.
8. Liu, H. Principles and Applications of Well Logging / H. Liu. – Chengdu, 2017. – 349 p.
9. Nelson, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs / R.A. Nelson. – Houston, 2001. – 350 p.
10. Pöppelreiter, M. Dipmeter and Borehole Image Log Technology / M. Pöppelreiter, C. García-Carballido, M.A. Kraaijveld. – Tulsa, 2010. – 92 p.
11. Shafiezadeh, M. A New Approach towards Precise Planar Feature Characterization Using Image Analysis of FMI Image: Case Study of Gachsaran Oil Field Well No. 245 / M. Shafiezadeh, M. Ziaee, B. Tokhmchi. – 2014. – 8 p.

12. Weber, T.A. On the (Non-)Equivalence of IRR and NPV / T.A. Weber. – Lausanne, 2013. – 15 p.
13. Borehole Imaging Tools – Principles and Applications / P. Gaillot, T. Brewer, P. Pezard, E. Yeh. – 2007. – 4 p.
14. Three-dimensional Quantitative Fracture Analysis of Tight Gas Sandstones Using Industrial Computed Tomography / J. Lai, G. Wang, Z. Fan, J. Chen, Z. Qin, C. Xiao, S. Wang, X. Fan. – 2017. – 13 p.
15. Schlumberger Documentation [Electronic Source] / Interactive Dip and Image Interpretation. URL: <http://www.apps.slb.com/cmd/ProductItem.aspx?code=BORVIEW>, free access. Last checked: 14.08.2017
16. Weatherford Documentation [Electronic Source] / Compact Microimager Tool. URL: <http://www.weatherford.com/en/products-services/drilling-formation-evaluation/wireline-services/openhole-wireline/geological-services/compact-microimager-tool>, free access. Last checked: 14.08.2017

Приложение А

Раздел 5

Fractures Parameters Characterization (Характеристика параметров трещиноватости)

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Бурцев Григорий Евгеньевич		

Консультант кафедры _____ ПОНК _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		

Консультант – лингвист кафедры _____ ПОНК _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Максютин К.Ю.	к.п.н.		

5 Fractures parameters characterization

5.1 Nelson's fractures classification

5.1.1 Input data

The input data from the *FMI* (**Formation Micro Imager**) survey within well W107 from Field U was provided to make this research possible. The next parameters were present in the initial well W107 data:

1. apparent fractures porosity;
2. apparent fractures density;
3. azimuths of fractures dip;
4. fractures dips angles.

The table with the initial well W107 data is located in appendix B.

In order to get the representation of the natural fractures types distribution across the wellbore it is necessary to complete the clusterization of these fractures using the selected classification scheme. The results can then be used in the analysis of the reservoir fracturing nature and in the construction of the geological models.

5.1.2 Classification scheme

Nelson suggested his own fractures classification scheme for the carbonate reservoirs. His scheme is based on the classification scheme of Hubbert and Willis. Of course, the fractures parameters have to be known before the clusterization process performance. The parameters needed are fractures porosity and fractures permeability. According to Nelson, fractures should be separated into four different types based on the impact of the fractures into the reservoir porosity and permeability. The suggested by Nelson scheme is illustrated in Figure 5.1.2.1 [9].

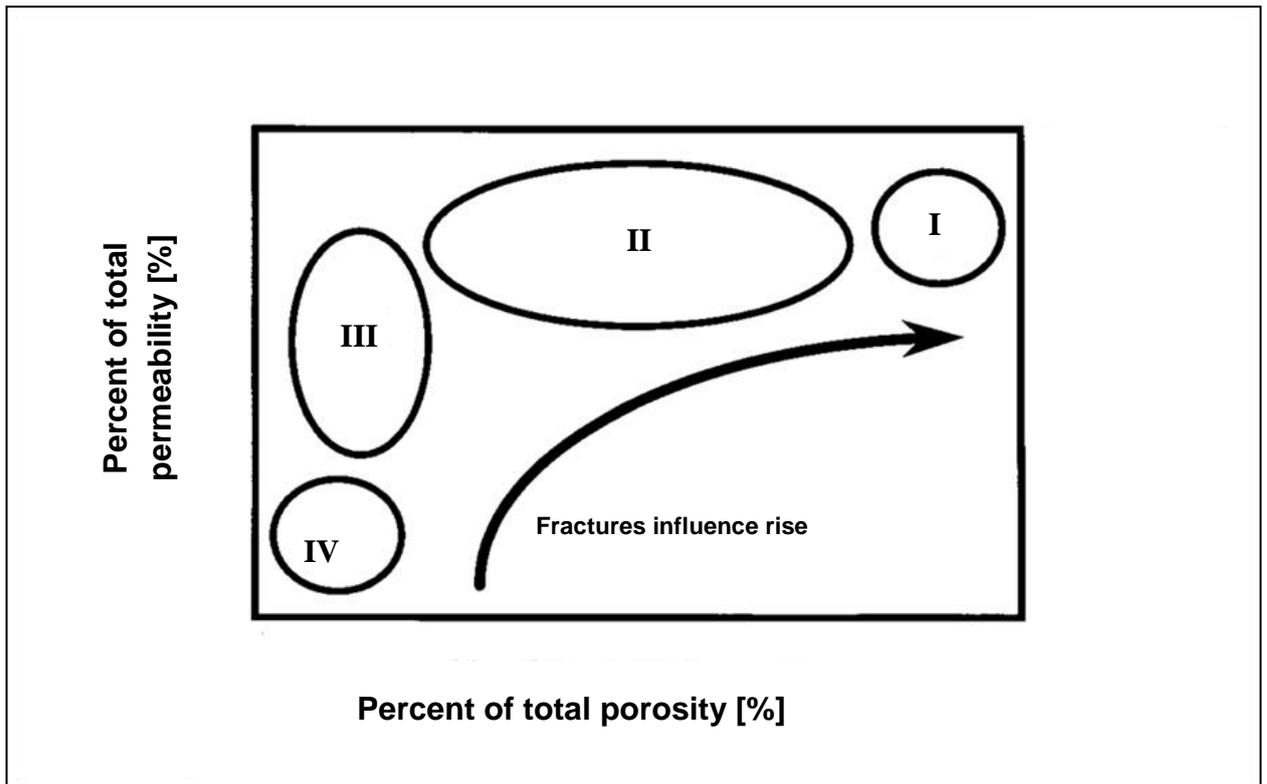


Figure 5.1.2.1 – Nelson's classification scheme for the fractures in carbonate reservoirs

According to the illustrated above scheme, all the natural fractures can be separated into the four following groups:

1. fractures that provide the great impact on the increase of the both reservoir porosity and permeability;
2. fractures that provide great impact only on the increase of reservoir permeability;
3. fractures that are auxiliary, they do not play major role in reservoir porosity and permeability, but increase these parameters a little bit;
4. fractures that provide almost no impact on the increase of reservoir porosity and permeability, but they can act as small-scale baffles for the fluid displacement.

On the one hand Nelson's classification is relatively simple in the practical usage, but on the other hand it is powerful enough to make the bright denotation of the fractures types distribution and the prevailing fracture type. Using this

classification it is possible to make the forecast of the future reservoir fluid behavior and account for the possible complications that might happen in future.

5.1.3 Clusterization procedure

Nelson's classification demands the presence of the known fractures porosity and permeability, but there is no such information in the input data. Somehow, there present apparent fractures porosity and apparent fractures permeability. In the following steps of the clusterization process it is presumed that with the growth of the apparent fractures porosity the real fractures porosity also increases and vice versa, with the decrease of the apparent fractures porosity, the real fractures porosity also declines.

Fractures form complicated network structures. They can intersect each other, thereby penetrating more void space within reservoir strata and increasing total permeability. The second assumption made in the work is the growth of the rock permeability with the rise of the fractures apparent density and vice versa, it is assumed that with the decrease of the apparent fractures density, the total rock permeability also reduces.

With the two assumptions having been made, it is possible to cast the input data well W107 fractures to the Nelson's classification scheme. The field of the initial data is illustrated in Figure 5.1.3.1. Certainly, the clusterization is adequate only if there are fractures of the all four Nelson's fractures types.

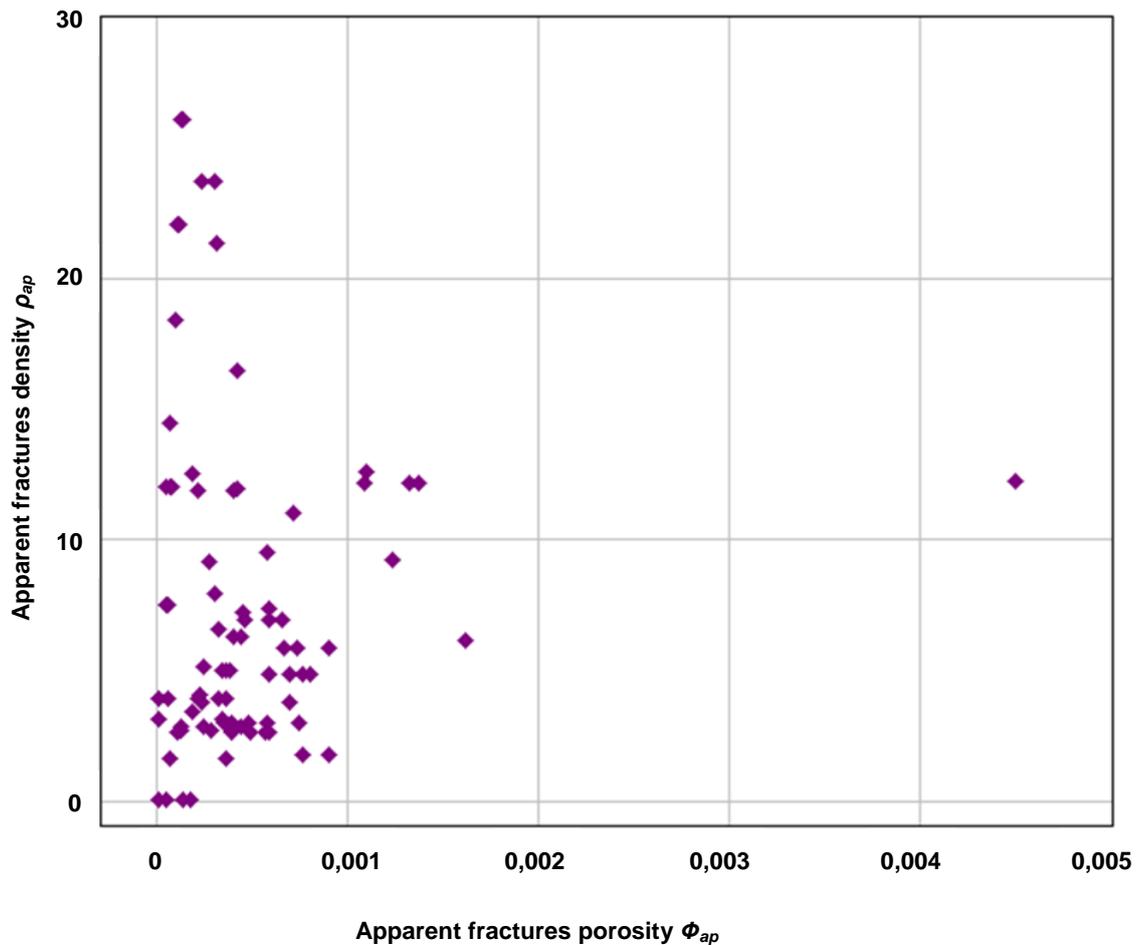


Figure 5.1.3.1 – Initial well W107 Field U data field, *FMI* method

Before the clusterization process initial data must be normalized. In order to save the relative statistical parameters distribution, the z-score normalization was chosen. The absolute values of the input data were changed by the normalization. Z-score normalization is also known as standardization.

The standardized values are illustrated below, in Figure 5.1.3.2. Once again, only the magnitude of the values has changed, their relative distribution is remained.

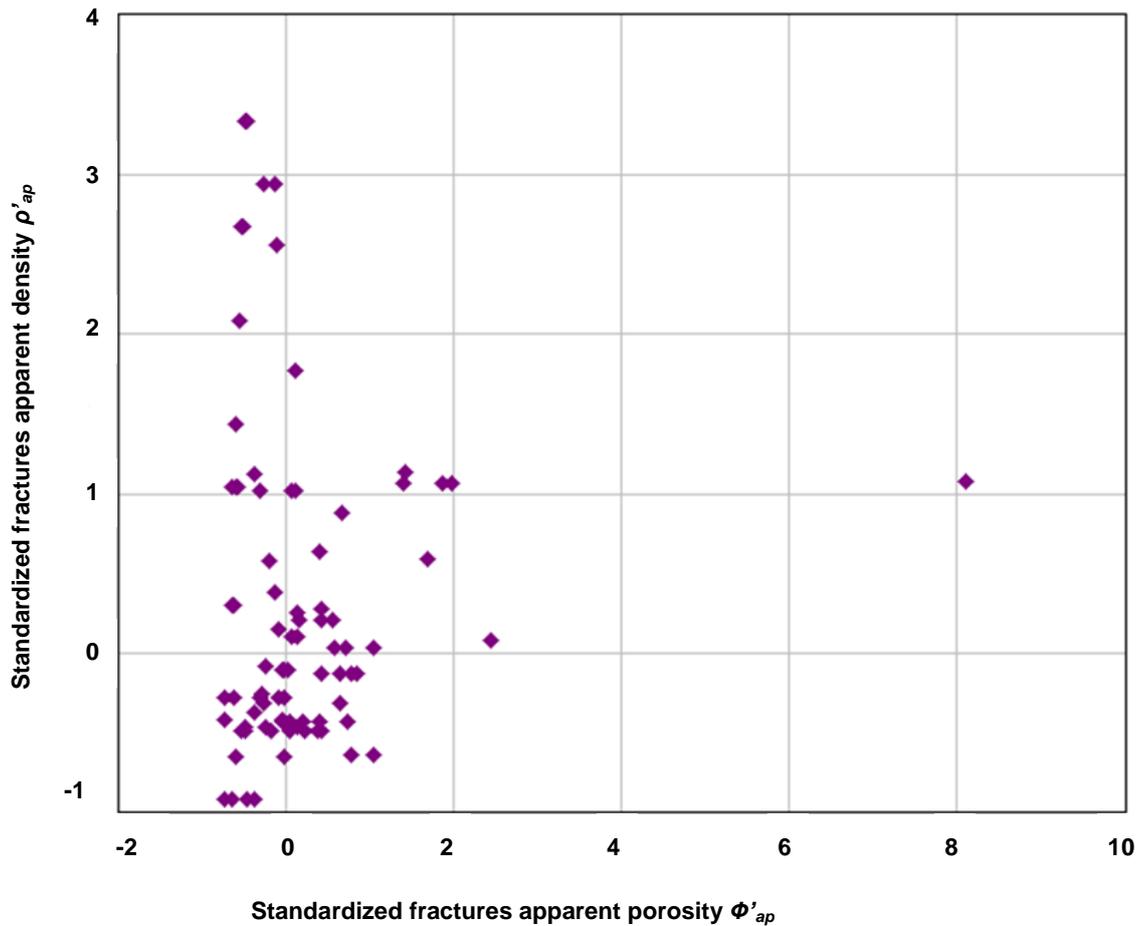


Figure 5.1.3.2 – Standardized well W107 Field U data field, *FMI* method

In accordance with the k-means clusterization scheme shown in chapter 4.1.2, it is needed to select k initial elements-prototypes. The number k equals 4 in Nelson's classification. It is possible for the type four prototype to be located somewhere in the bottom-left corner, while type one prototype should be somewhere in the upper-right corner of the plot above.

Whilst it is quite clear with the types four and one prototypes, the prototypes of the types three and two are still under the question. To make the selection of the initial prototypes easier, it was suggested to build the special function that acts as the prototype selection mechanism (5.1.3.1).

$$est_j = \frac{\Phi'_{ap} + \rho'_{ap}}{2}, \quad (5.1.3.1)$$

where est_j – received function values; $j = \overline{1, m}$, m – total number of fractures.

The values of this function are illustrated in figure 5.1.3.3.

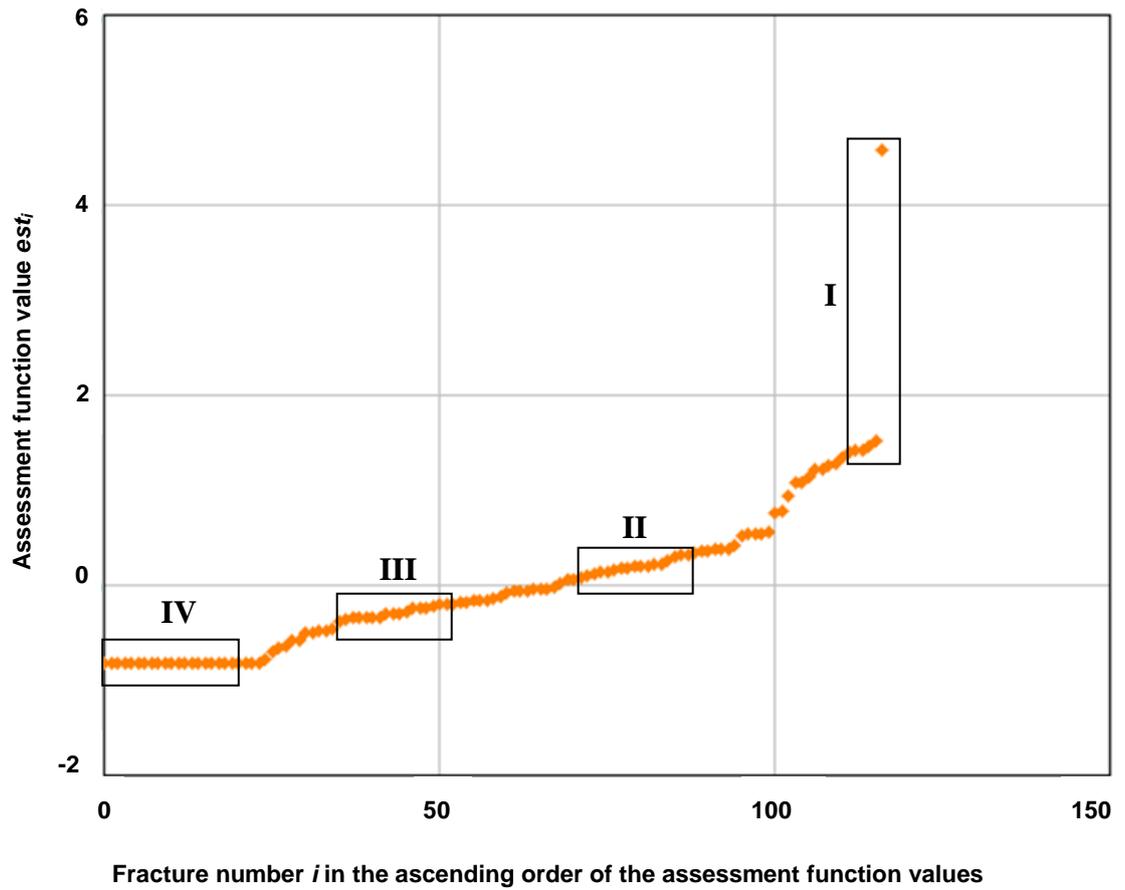


Figure 5.1.3.3 – Assessment function values for the selection of the initial fractures-prototypes, the most suitable areas of prototypes location are denoted by rectangles

The clusterization having been received should be stable to the prototypes selection. The variation of the grouping should be small.

The values after the clusterization are illustrated in Figure 5.1.3.4.

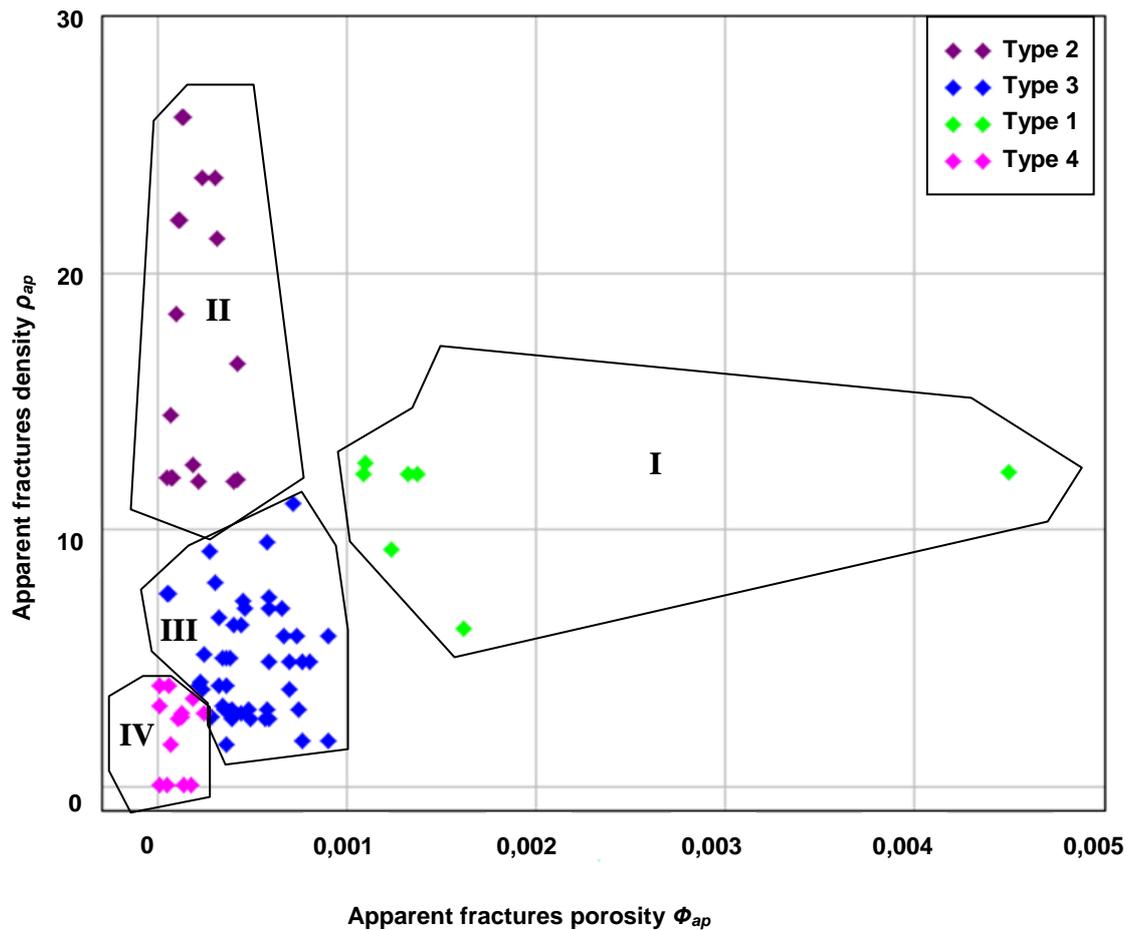


Figure 5.1.3.4 – Well W107 Field U fractures clusterization using Nelson's classification

Finally, all well W107 fractures were casted to the four groups based on the selected classification scheme.

The total number of fractures equals 117 units, the distribution per each group is the following:

1. 7 fractures;
2. 17 fractures;
3. 56 fractures;
4. 37 fractures.

5.1.4 Fractures types distribution along the wellbore

Using the determined four fractures types, their distribution along the well W107 wellbore is provided in Figure 5.1.4. Fractures types are denoted.

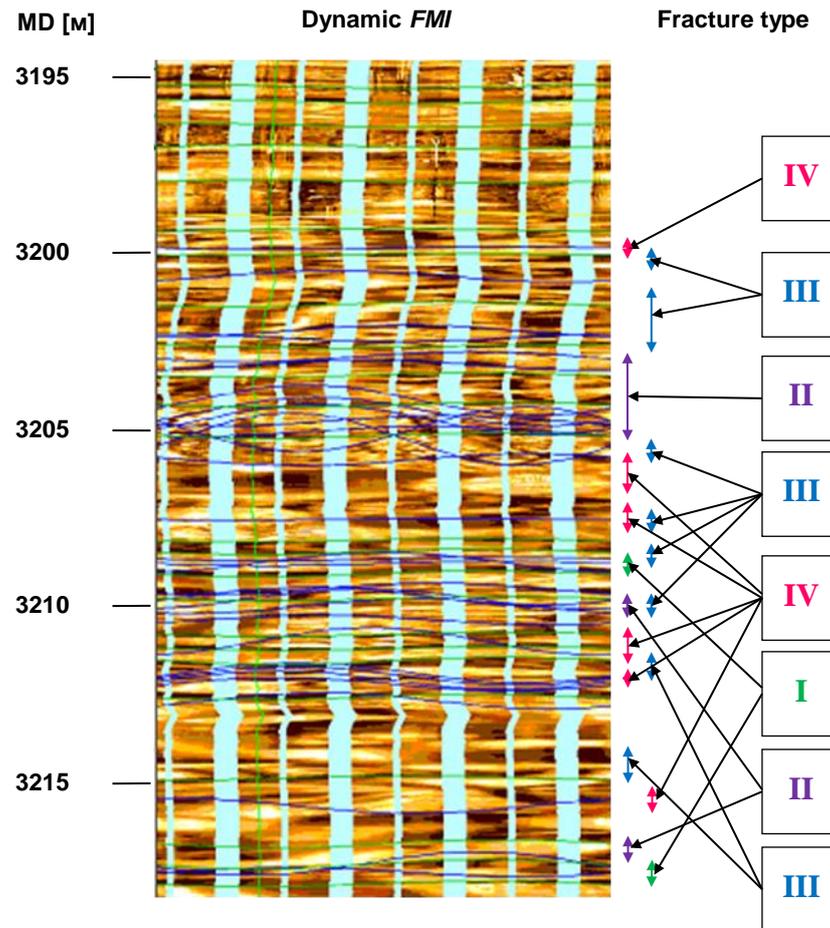


Figure 5.1.4 – Fractures types distribution along Field U well W107 wellbore

5.2 Comparative FMI and UBI microimagers analysis

Among the provided well data, only wells W203, W204, W206 and W207 have the desired set of information: they have both *FMI* and *UBI* surveys conducted. These wells are from Field J. The rest four wells from this field do not have the needed data. Wells from other fields also do not have both *FMI* and *UBI* data. The data comprising azimuths of fractures dips and fractures dips angles from wells W203, W204, W206 and W207 are illustrated in appendix B.

Well W300 from Field K has *CMI* (**Compact Microimager Tool**) research instead of *FMI*. *CMI* is the tool of Weatherford company [16], the analogue of *FMI*. Nevertheless, well W300 is still not suitable for analysis as it has no analogue of *UBI* survey data.

5.2.2 Fractures parameters distribution: azimuths of fractures dips and fractures dips

In this chapter the distribution of fractures angles is accounted for. The comparison is possible only if *FMI* and *UBI* data come from the same well at the same interval.

FMI and *UBI* methods have different resolution capability and different physical principles of the work and, therefore, the results are not fully the same.

Figure 5.2.1.1 contains the distribution of azimuths of fractures dips from Field J well W203 *FMI* and *UBI* methods.

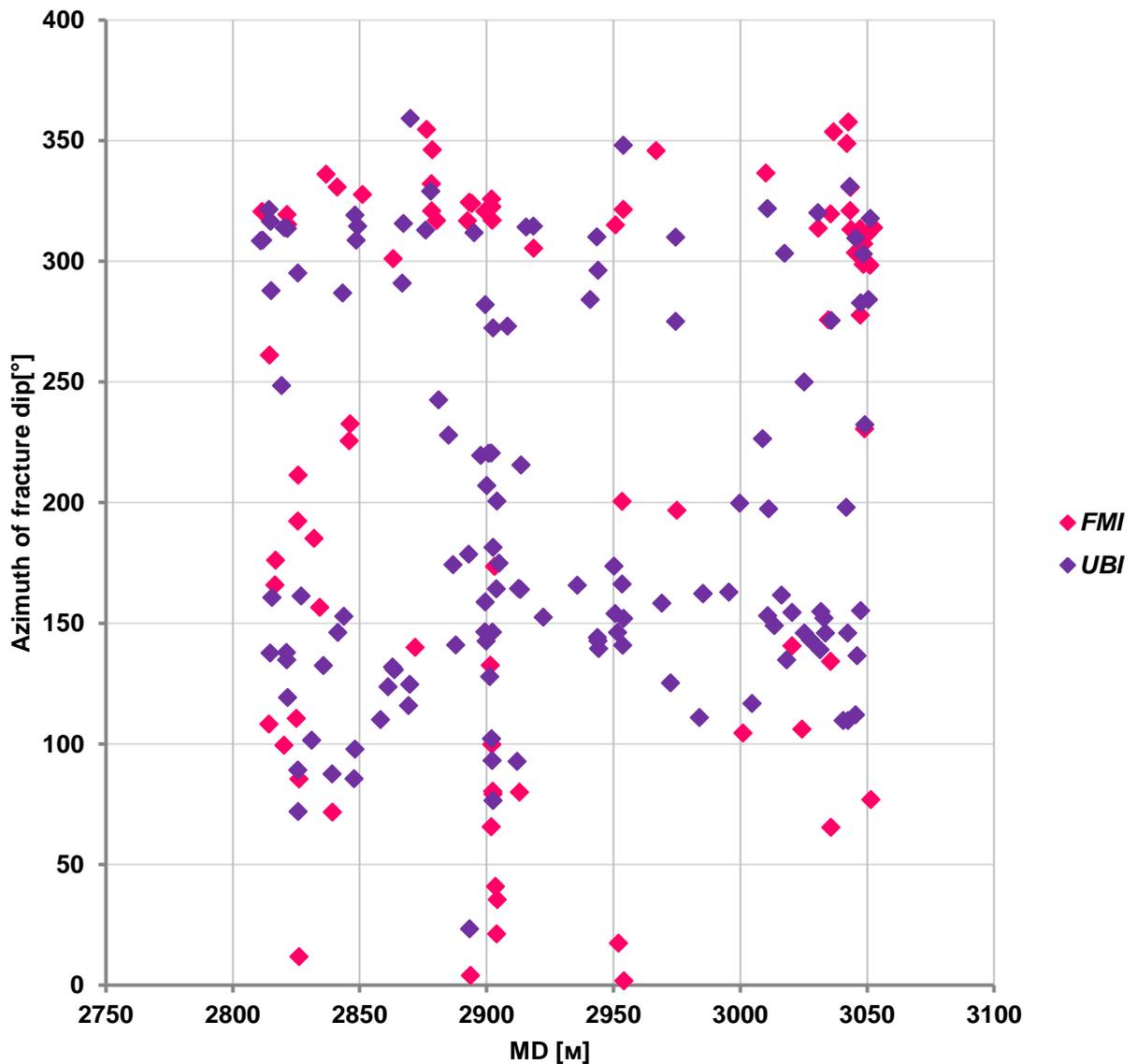


Figure 5.2.2.1 – Field J well W203 azimuths of fractures dip distribution

It is clearly seen that the data from *FMI* and *UBI* differ quite noticeably.

Well W203 fractures dips distribution is provided in figure 5.2.2.2 for the same two microimagers: *FMI* and *UBI*.

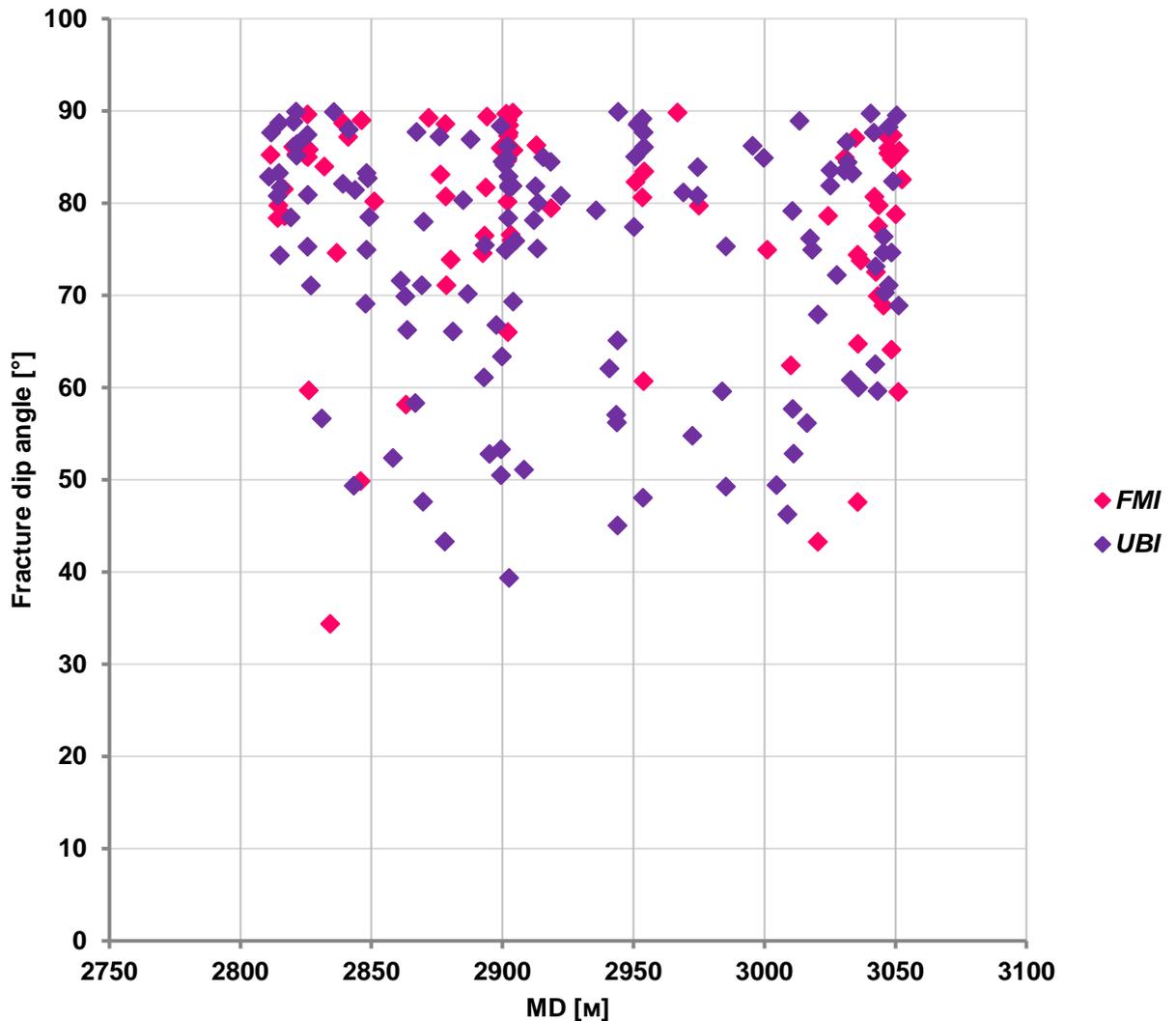


Figure 5.2.2.2 – Field J well W203 fractures dips distribution

For the fractures dips angles the situation is almost the same, the similarity is not strong.

Figure 5.2.2.3 contains the distribution of *FMI* and *UBI* azimuths of fractures dips for well W204 form Field J.

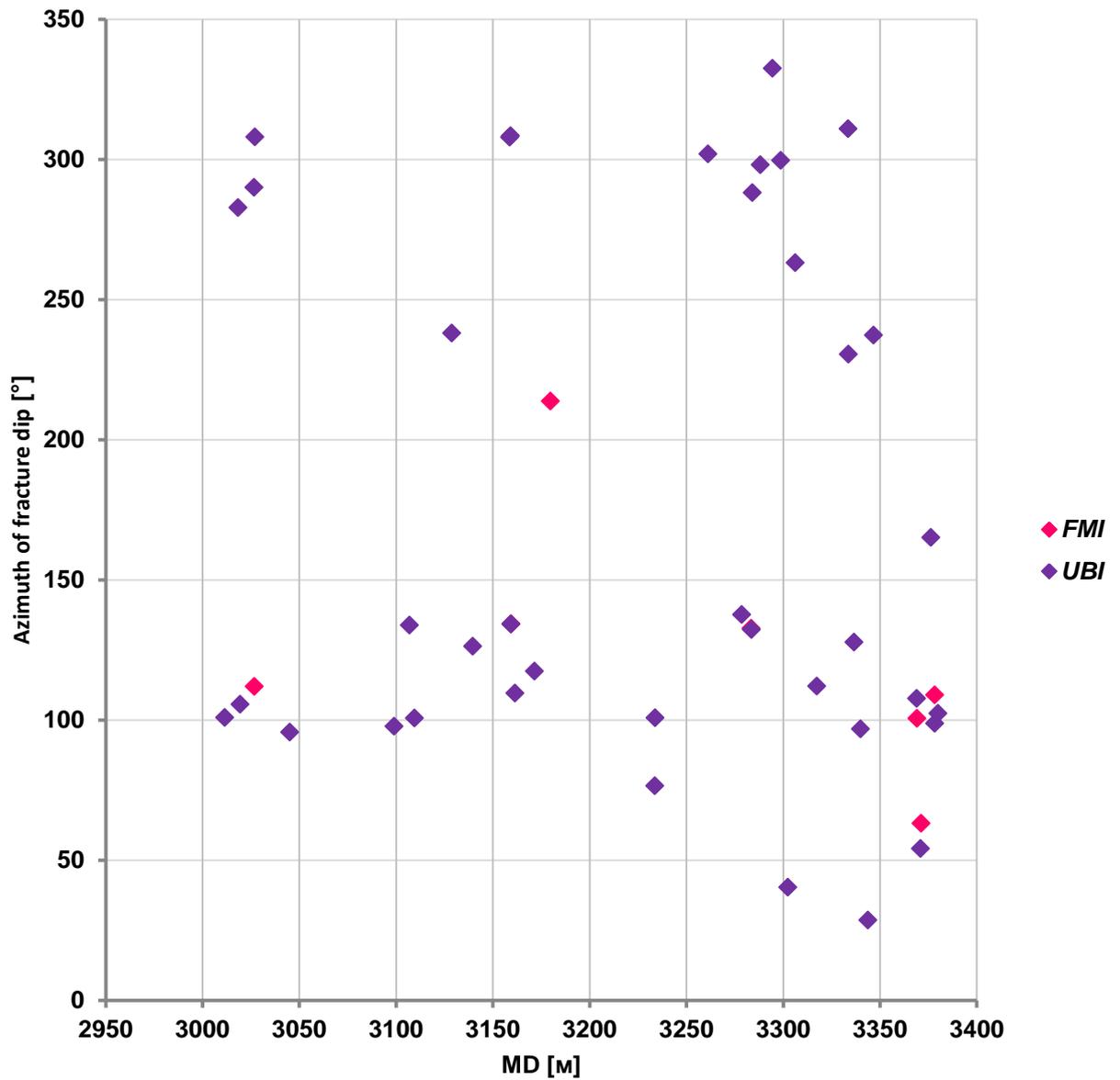


Figure 5.2.2.3 – Field J well W204 azimuths of fractures dip distribution

There are very little *FMI* data for well W204.

Figure 5.2.2.4 contains the distribution of fractures dips for well Field J well W204.

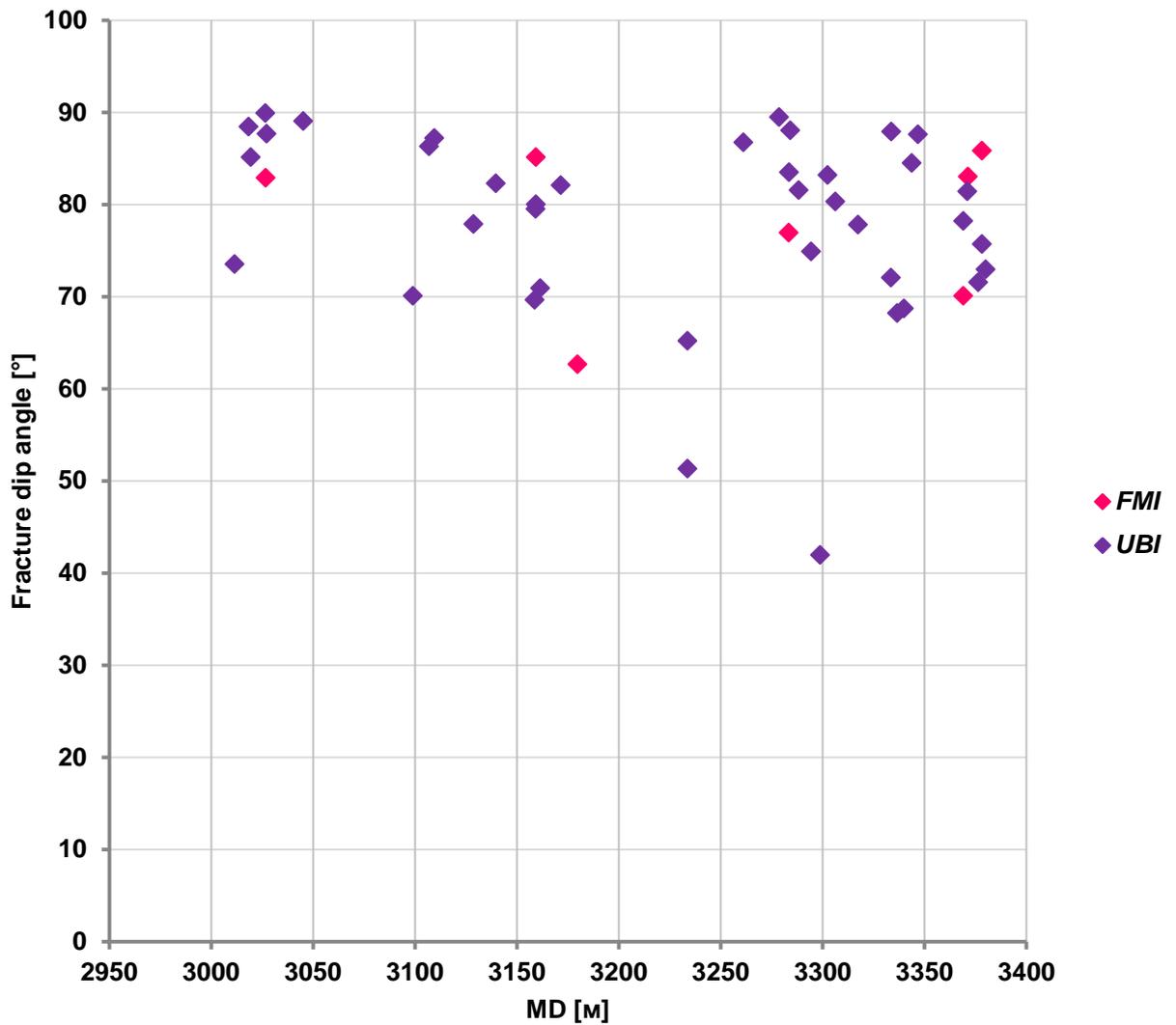


Figure 5.2.2.4 – Field J well 204 fractures dips distribution

The situation is just the same, the amount of *FMI* data is very small.

Figure 5.2.2.5 contains the distribution of azimuths of fractures dips for Field J well W206.

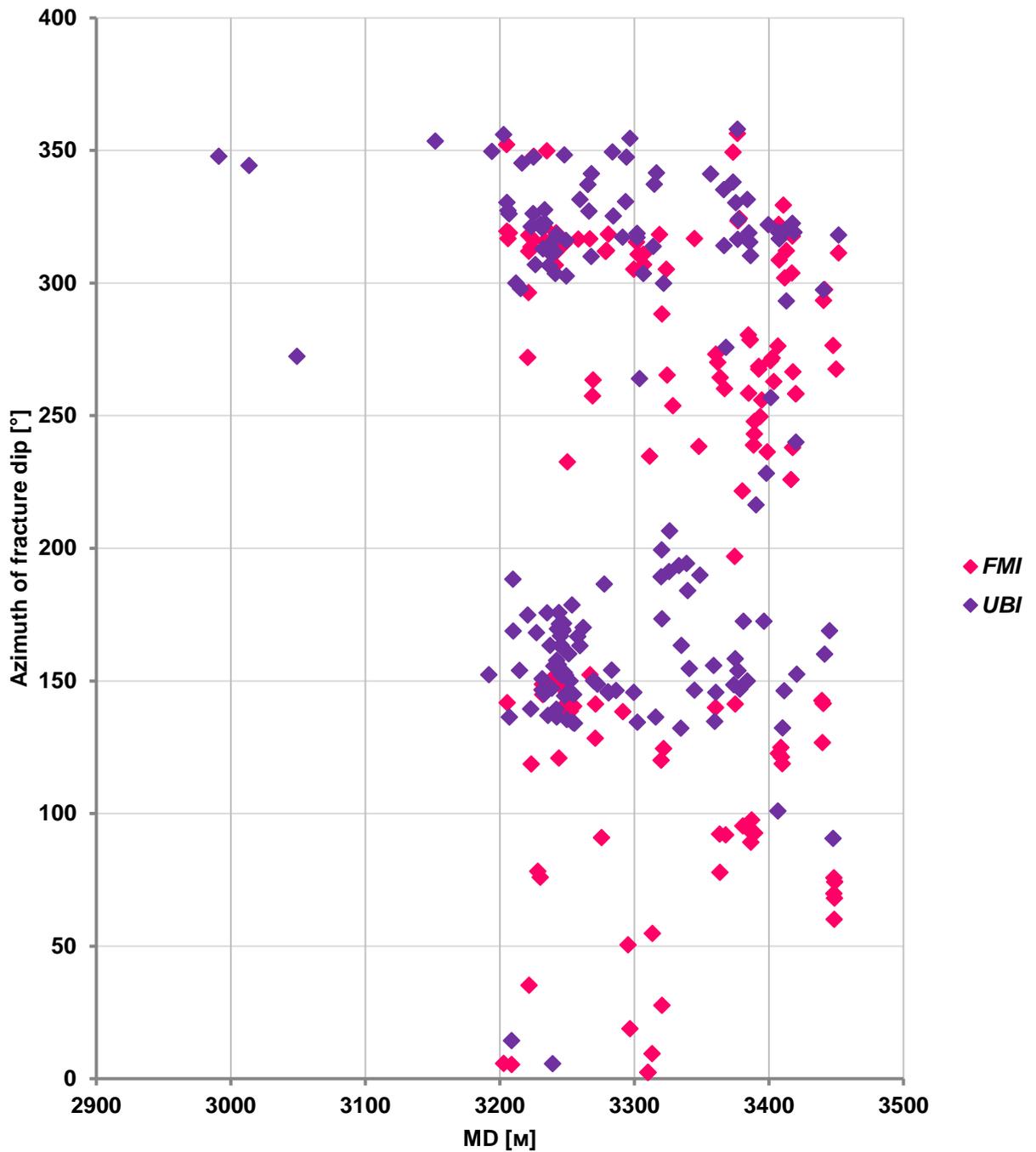


Figure 5.2.2.5 – Field J well W206 azimuths of fractures dip distribution

The distribution of fractures dips for Field J well W206 is presented in figure 5.2.2.6.

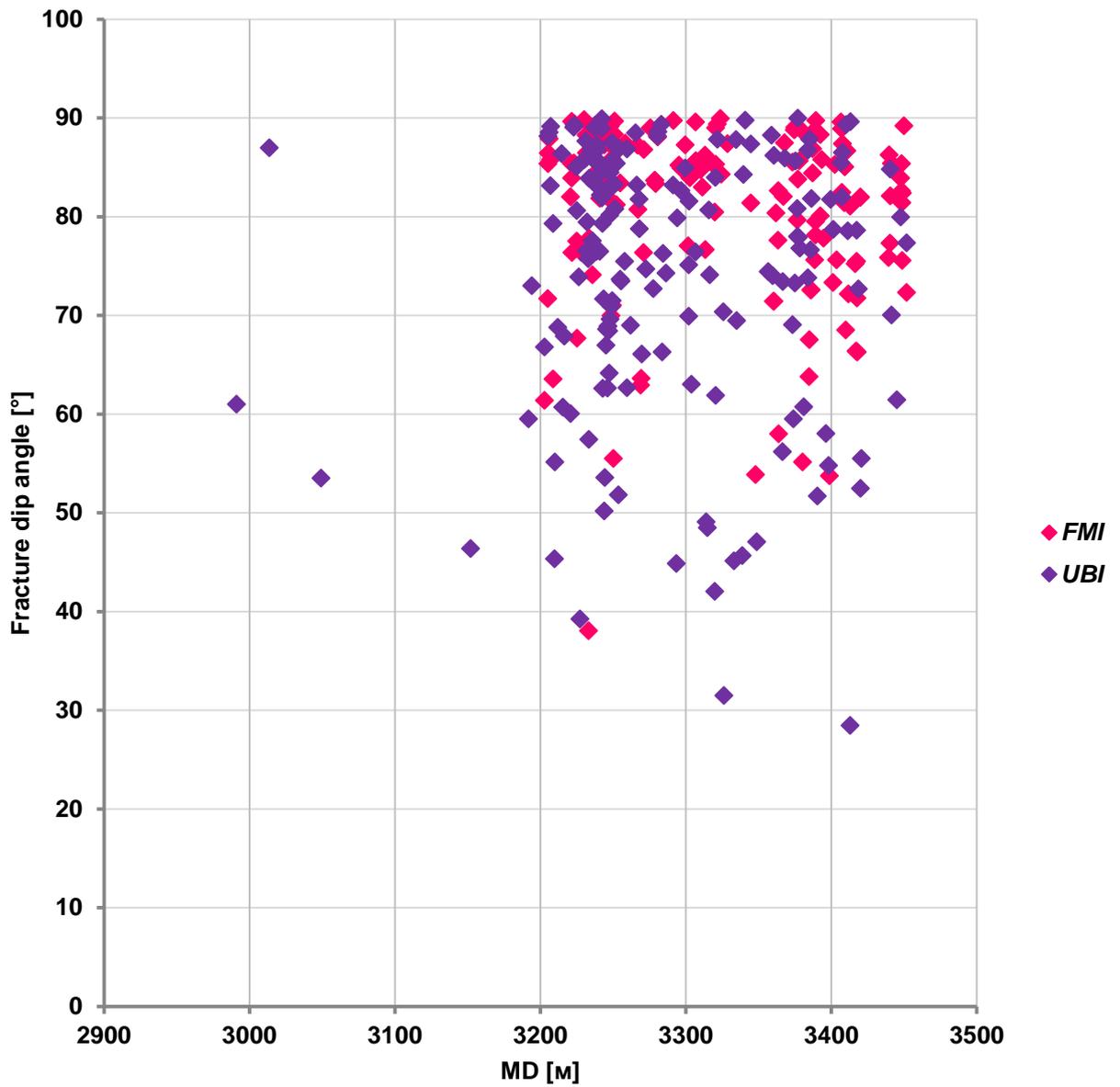


Figure 5.2.2.6 – Field J well W206 fractures dips distribution

The last remaining well is W207. In Figure 5.2.2.7 the distribution of azimuths of fractures dips for Field J well W207 is provided.

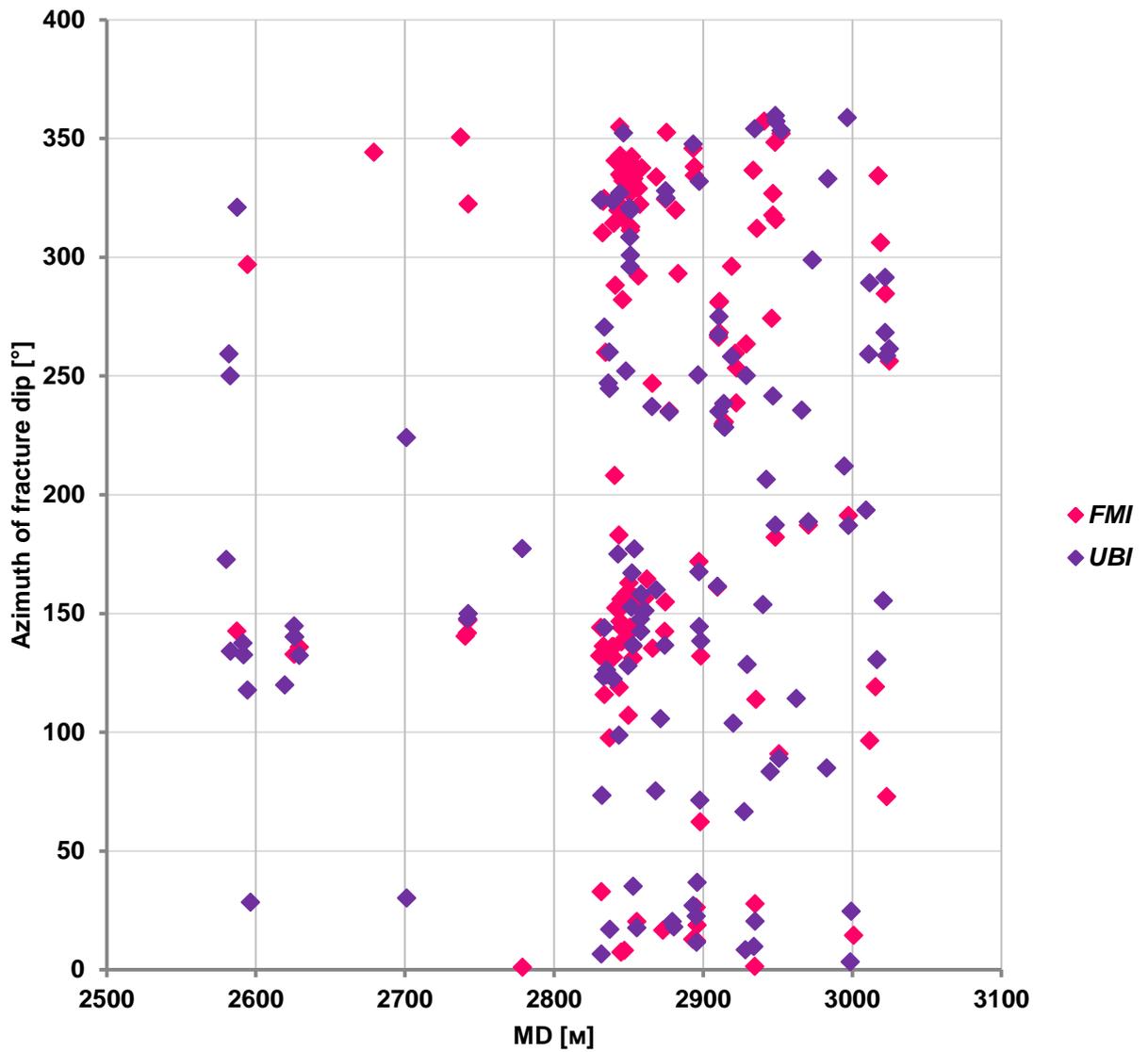


Figure 5.2.2.7 – Field J well W207 azimuths of fractures dip distribution

In this case the amount of data is quite large and contains 143 *FMI* fractures and 119 *UBI* fractures.

The distribution of fractures dips for Field J well W207 is in Figure 5.2.2.8.

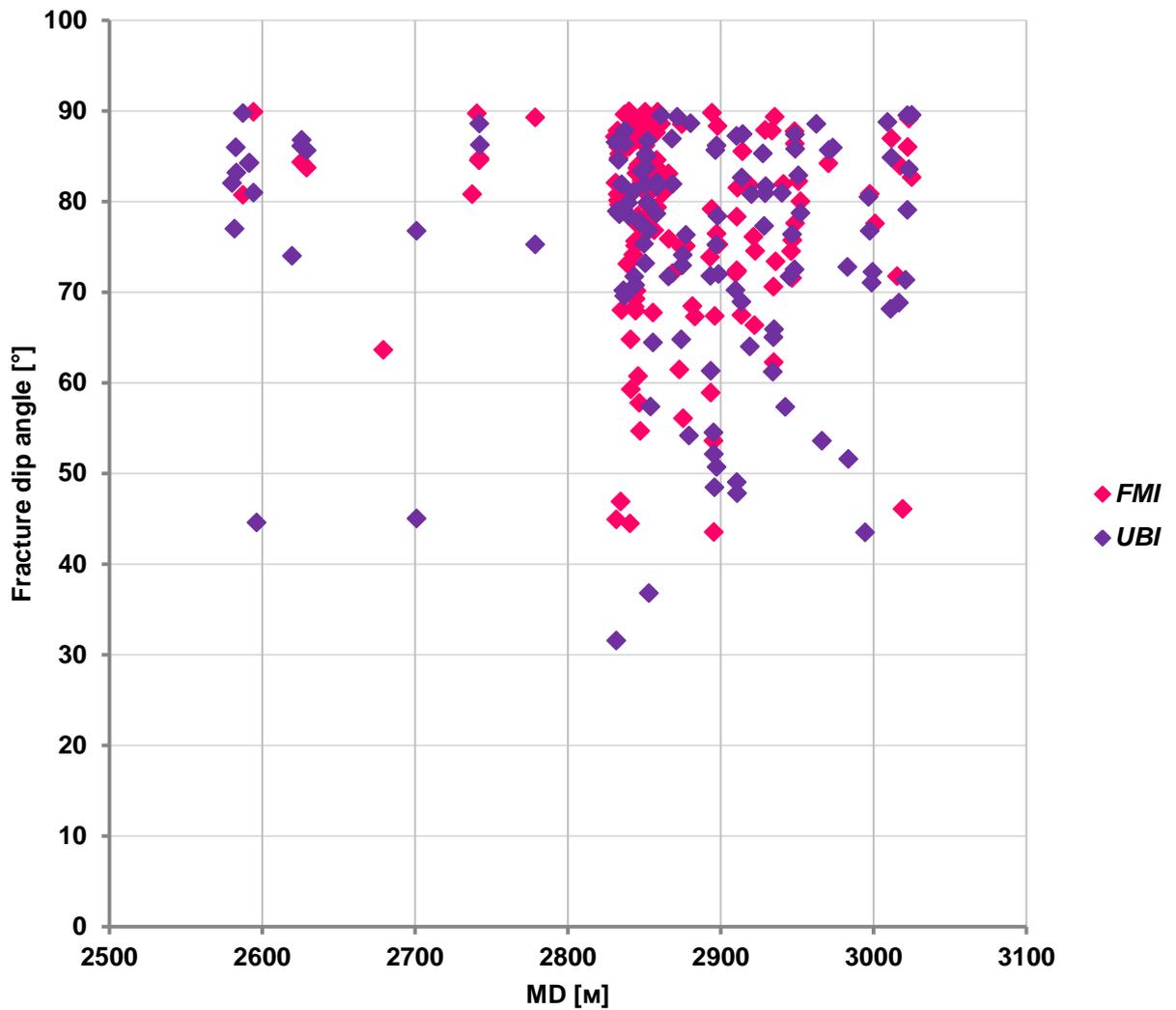


Figure 5.2.2.8 – Field J well W207 fractures dips distribution

The resulting data differ quite a lot by its angles absolute values and by the depths where fractures were found.

The statistical parameters that include mathematical expectation and standard deviation for the distributions above are represented in Table 5.2.1.1. Symbol E is expectation and symbol σ is standard deviation.

Table 5.2.2.1 – Estimations of mathematical expectation and standard deviation of azimuths of fractures dips and fractures dips for wells W203, W204, W206 and W207.

	Азимут падения				Угол падения			
	FMI		UBI		FMI		UBI	
	<i>E</i>	σ	<i>E</i>	σ	<i>E</i>	σ	<i>E</i>	σ
W203	245°	113°	199°	85°	78°	11°	74°	13°
W204	124°	46°	183°	104°	78°	9°	83°	8°
W206	212°	100°	230°	87°	81°	9°	74°	14°
W207	213°	107°	182°	102°	78°	11°	75°	13°

5.2.3 Fractures groping by their azimuths of dips

As it is now quite obvious, the direct *FMI* and *UBI* data comparison is not the useful method.

In this work it is suggested to use k-means clusterization algorithm for the fractures grouping based on their azimuths of fractures dips and fractures dips. Totally, there should be four groups of fractures with the following azimuths: northeast, southeast, southwest, northwest.

The scheme of this distribution is illustrated in Figure 5.2.3.1.

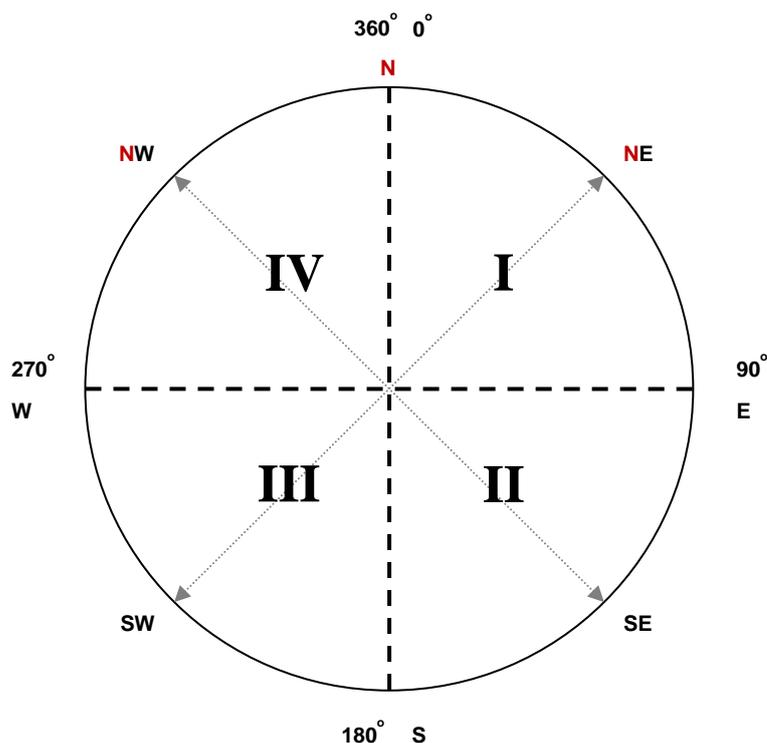


Figure 5.2.3.1 – Fractures grouping scheme

It should be noted that angles 0° and 360° are the same from the geometric point of view, but they are not the same for Euclidean metrics. Thus, two fractures with azimuths 1° and 359° are considered as totally different. In this paper it is suggested to rotate the coordinate system 45° clockwise and to group fractures into **NE**, **SE**, **SW** and **NW** directions.

For the fractures data from Field J wells W203, W206, W207 this clusterization process was made. Well W204 did not take part in the clusterization as it has insufficient *FMI* data.

The distribution of clusterized fractures is represented in Figure 5.2.3.2 and Figure 5.2.3.3 for *FMI* and *UBI* methods correspondingly.

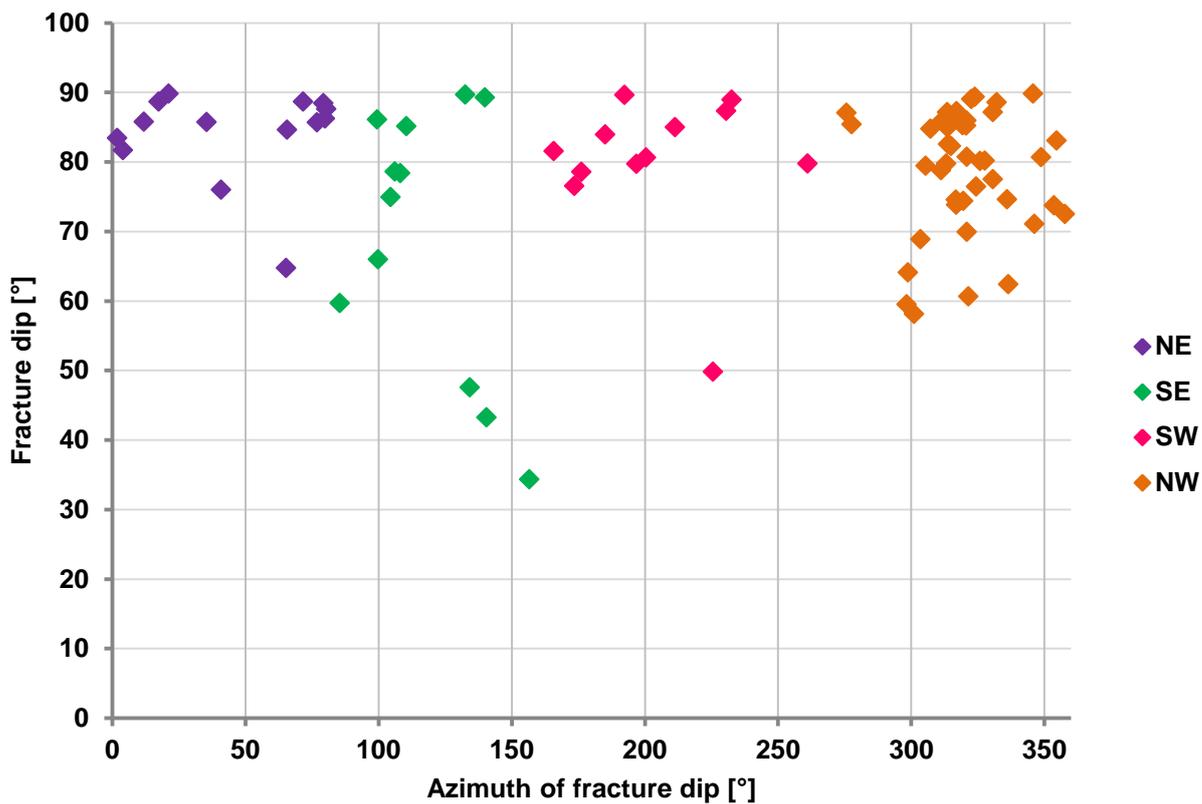


Figure 5.2.3.2 – Field J well W203 *FMI* azimuths clusterization

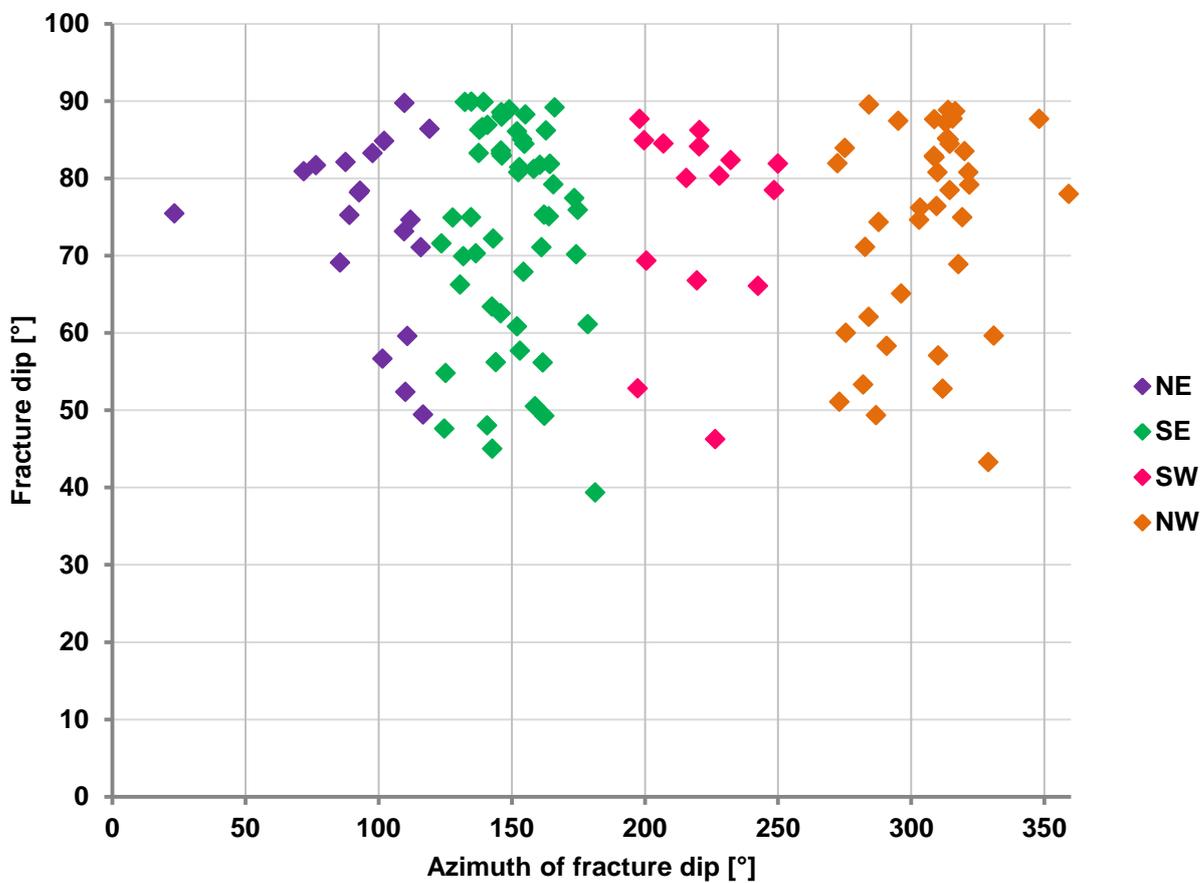


Figure 5.2.3.3 – Field J well W203 *UBI* azimuths clusterization

Fractures distribution for well Field J W206 is in Figures 5.2.3.4 and 5.2.3.5 for *FMI* and *UBI* correspondingly.

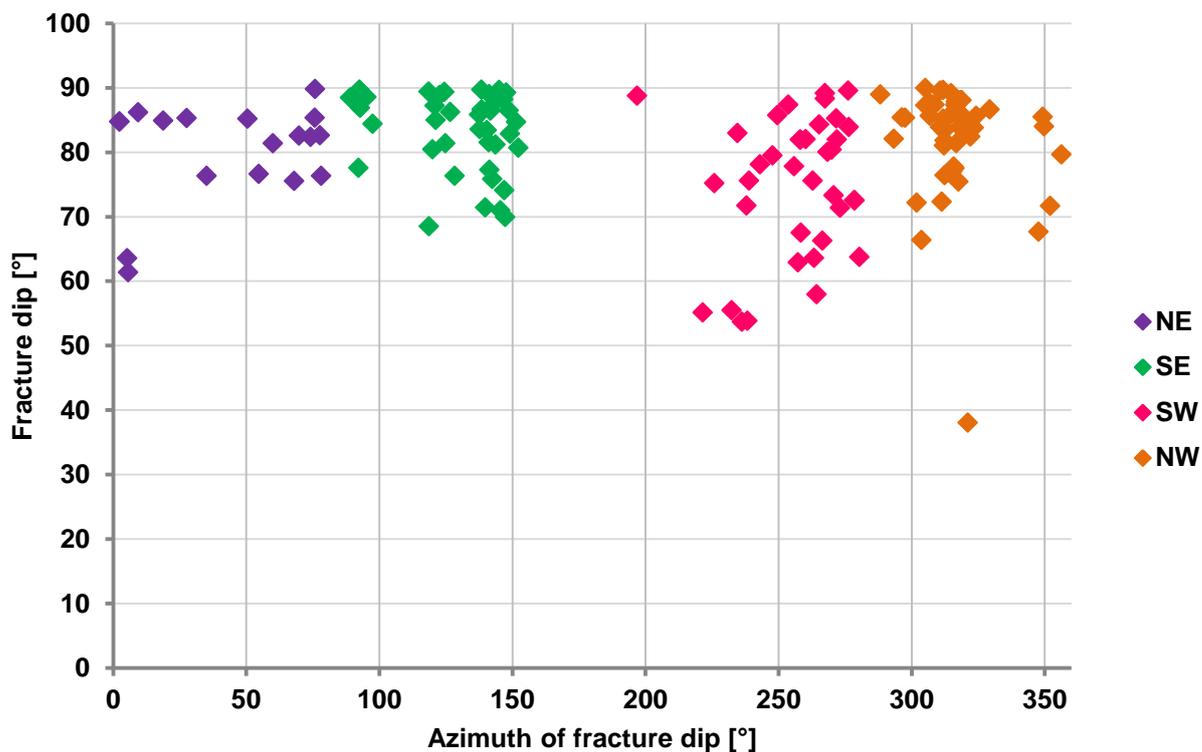


Figure 5.2.3.4 – Field J well W206 *FMI* azimuths clusterization

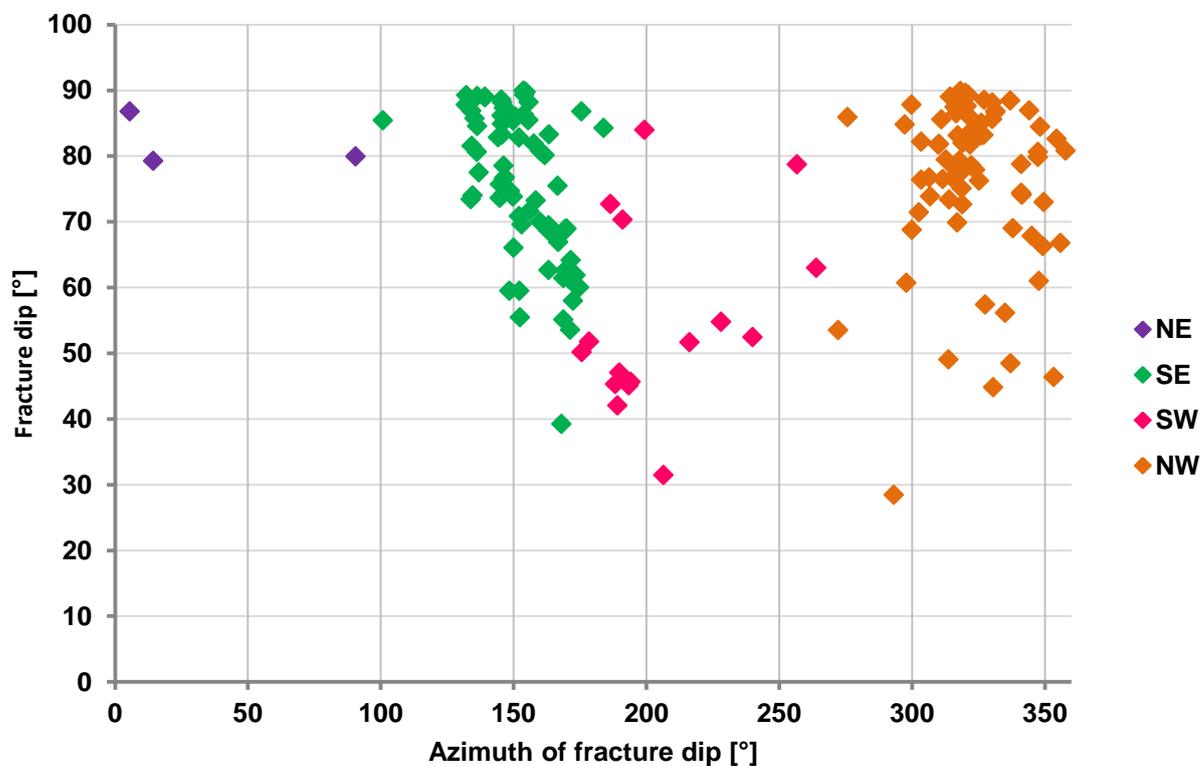


Figure 5.2.3.5 – Field J well W206 *UBI* azimuths clusterization

Fractures distribution for Field J well W207 is in figures 5.2.3.6 and 5.2.3.7 for *FMI* and *UBI* correspondingly.

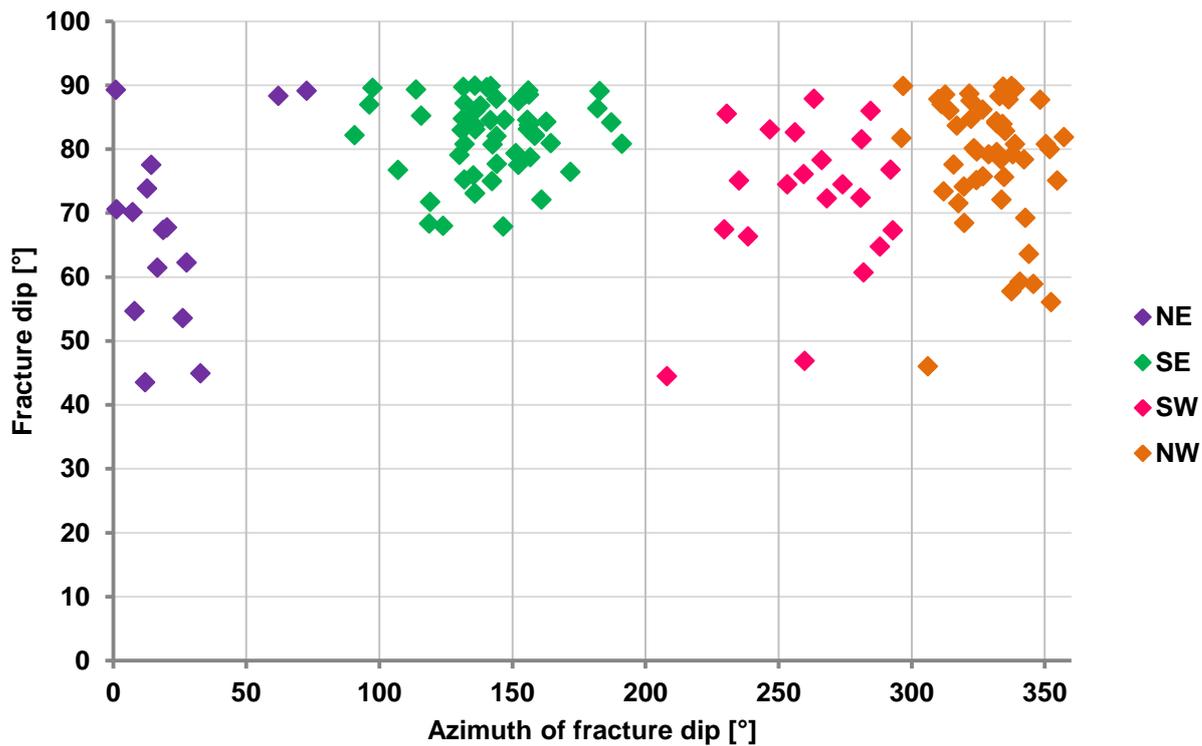


Figure 5.2.3.6 – Field J well W207 *FMI* azimuths clusterization

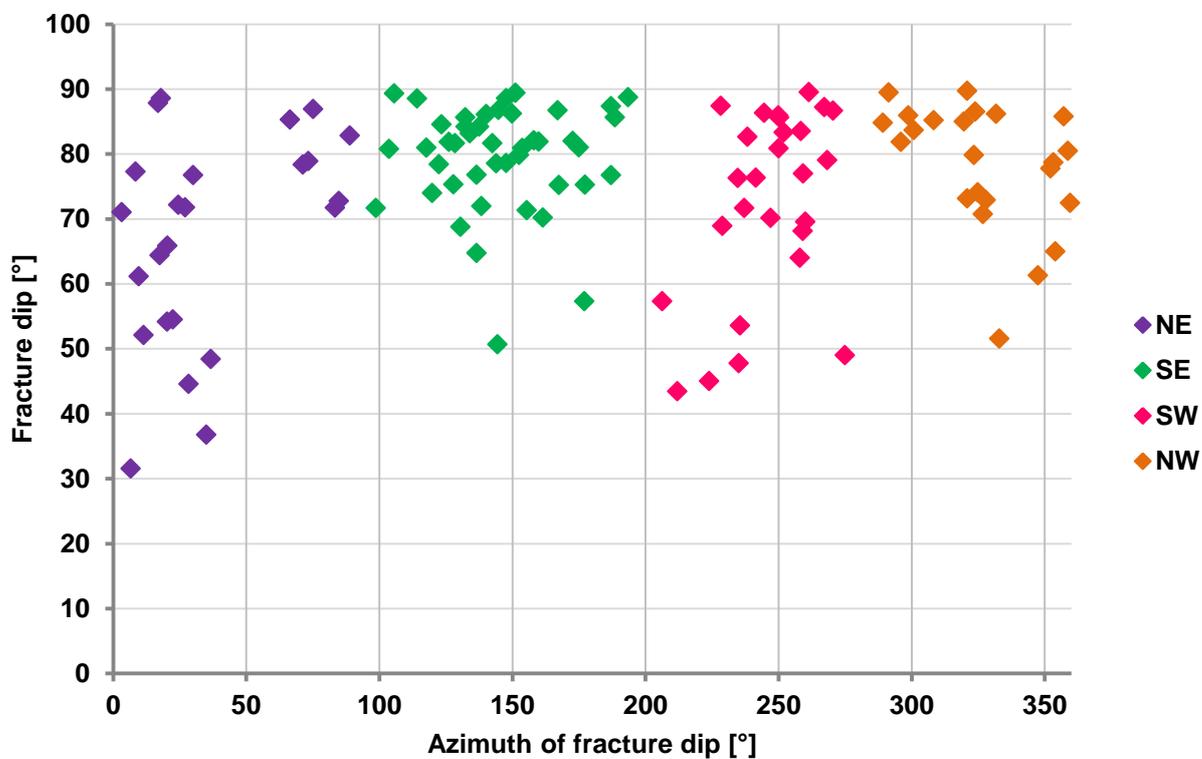


Figure 5.2.3.7 – Field J well W207 *UBI* azimuths clusterization

The following Table 5.2.3.1 contains the estimations of mathematical expectation and standard deviation for azimuths and dips of fractures. Symbol E is expectation and symbol σ is standard deviation.

Table 5.2.3.1 – Estimations of mathematical expectation and standard deviation of fractures parameters from wells W203, W206, W207

			NE [°]		SE [°]		SW [°]		NW [°]	
			Azimuth	Dip	Azimuth	Dip	Azimuth	Dip	Azimuth	Dip
W203	FMI	E	47	84	118	69	204	80	321	79
		σ	31	7	22	19	29	10	18	9
	UBI	E	96	74	150	74	220	75	306	74
		σ	22	12	14	14	18	13	20	13
W206	FMI	E	44	80	129	84	256	75	316	82
		σ	30	8	20	6	19	11	14	9
	UBI	E	37	82	153	76	206	55	323	76
		σ	47	4	14	11	27	14	18	13
W207	FMI	E	22	68	142	82	261	73	330	79
		σ	21	15	21	6	23	12	14	10
	UBI	E	37	67	146	80	246	72	327	78
		σ	28	16	23	8	17	14	23	10

It can be seen that the data similarity within a single cluster is much greater. To receive more accurate information about fracture parameters it is recommended to use both *FMI* and *UBI* methods.

Figure 5.2.3.8 contains the numbers of fractures per each group.

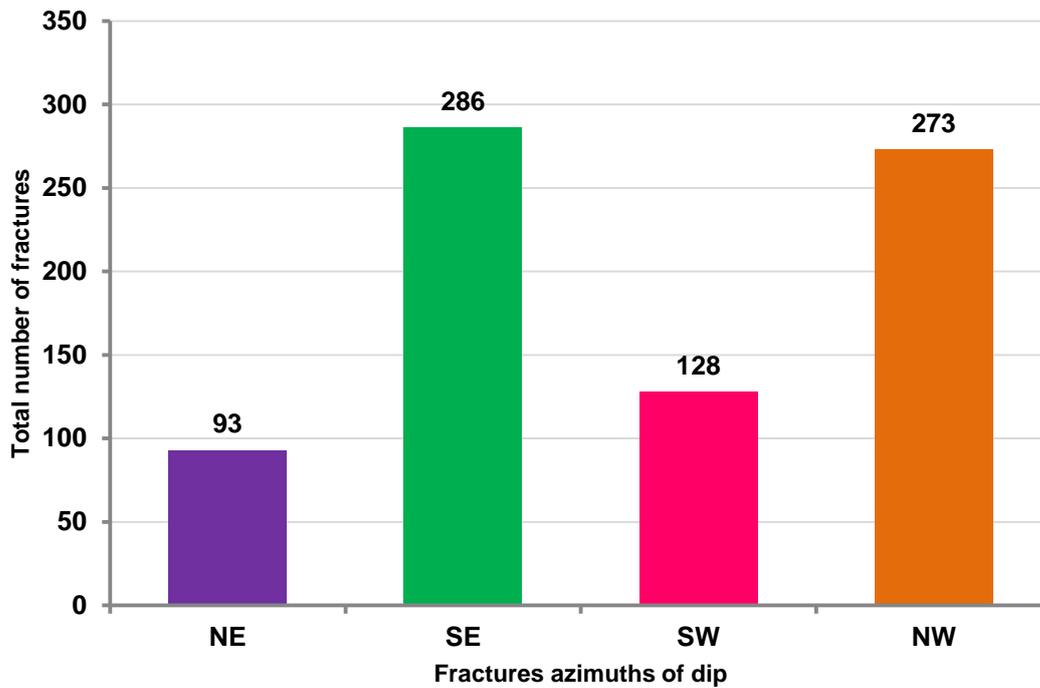


Figure 5.2.3.8 – Number of fractures per each of the four fractures azimuths from wells W203, W206, W207 data

From Figure 5.2.3.8 it is seen that two directions are dominate: southeast and northwest. Within Field J two groups of tectonic shift faults are denoted:

- the more vivid group, with northwest azimuth of strike;
- the lesser group, with northeast azimuth of strike.

Most of the fractures within Field J are perpendicular to the shift faults. Azimuth of dip equals azimuth of strike plus $\pm 90^\circ$. Northwest strike is the same as southwest one, and northeast strike is the same as southwest strike.

The scheme of strikes and azimuths of dips is illustrated in figure 5.2.3.9.

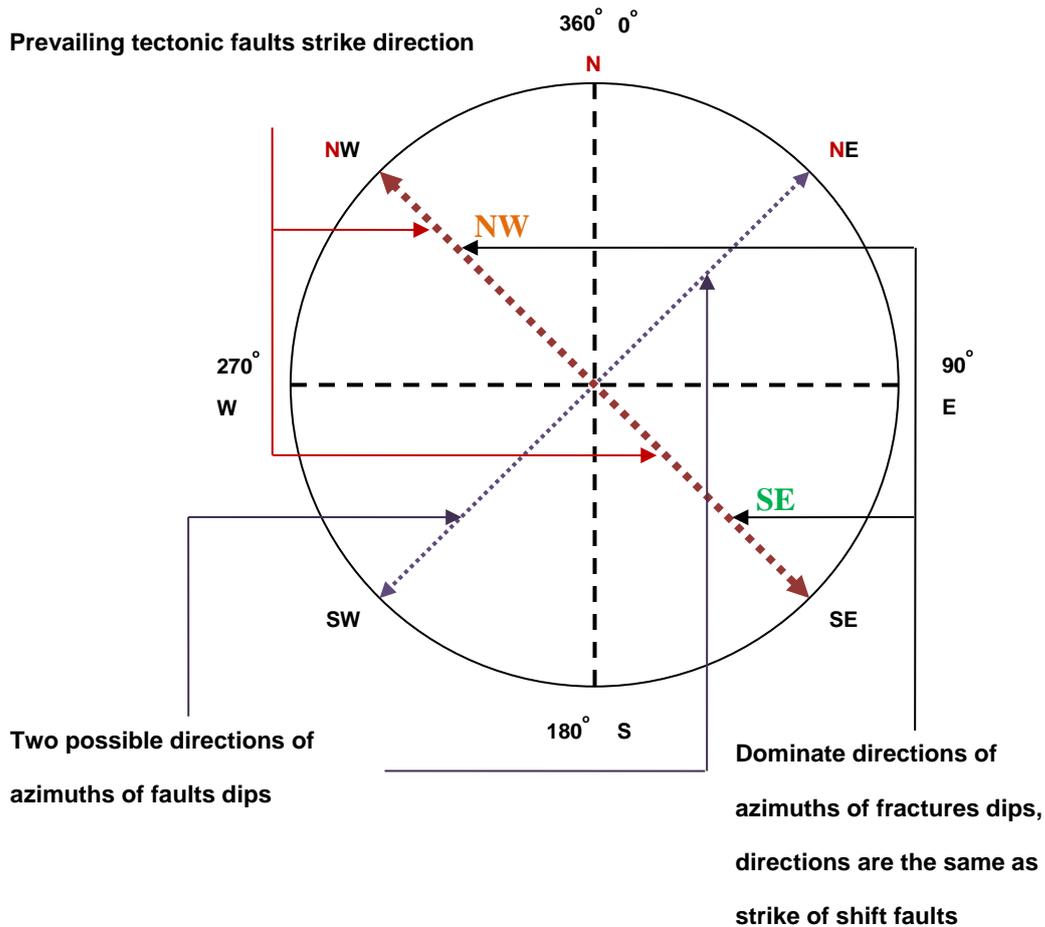


Figure 5.2.3.9 – Scheme of dominate shift tectonic faults strikes and azimuths of fractures dips within Field J

Along the prevailing strike direction of the fractured within the field the permeability should be much greater owing to the permeability anisotropy created by fractures. These strike directions of faults are northeast and southwest. Strikes directions can be calculated from azimuths of dips by adding $\pm 90^\circ$.

Приложение Б

Таблица с исходными данными по скважине W107

месторождения U

MD [м]	Кажущаяся плотность трещин	Кажущаяся пористость трещин
3217,40784	12,21937	0,00449
3217,25544	6,10968	0,00161
3217,10304	3,71819	0,00069
3216,95064	3,71819	0,00023
3216,79824	3,71819	0,00023
3216,64584	0	0,00013
3216,49344	0	0
3216,34104	0	0
3216,18864	2,98211	0,00035
3216,03624	2,98211	0,00039
3215,88384	2,98211	0,00047
3215,73144	2,98211	0,00074
3215,57904	2,98211	0,00057
3215,42664	2,98211	0,00039
3215,27424	2,98211	0,00035
3215,12184	0	0,00017
3214,96944	0	0
3214,81704	0	0
3214,66464	0	0
3214,51224	0	0
3214,35984	0	0
3214,20744	0	0
3214,05504	0	0
3213,90264	0	0
3213,75024	0	0
3213,59784	0	0
3213,44544	0	0
3213,29304	0	0
3213,14064	3,05635	0
3212,98824	3,05635	0
3212,83584	3,05635	0,00034
3212,68344	5,82461	0,00066
3212,53104	5,82461	0,00073
3212,37864	5,82461	0,0009
3212,22624	5,82461	0,0009
3212,07384	2,76826	0,00043
3211,92144	2,76826	0,00024
3211,76904	2,76826	0,00012
3211,61664	3,88543	0
3211,46424	3,88543	0,00005

3211,31184	3,88543	0,00021
3211,15944	3,88543	0,00032
3211,00704	3,88543	0,00036
3210,85464	6,22413	0,00043
3210,70224	6,22413	0,0004
3210,54984	9,12829	0,00027
3210,39744	12,49648	0,00018
3210,24504	11,84886	0,00021
3210,09264	11,84886	0,0004
3209,94024	12,11905	0,00108
3209,78784	12,11905	0,00132
3209,63544	12,11905	0,00137
3209,48304	9,2149	0,00123
3209,33064	12,56498	0,00109
3209,17824	10,99405	0,00071
3209,02584	9,51153	0,00057
3208,87344	6,90264	0,00058
3208,72104	6,90264	0,00065
3208,56864	6,90264	0,00045
3208,41624	5,10537	0,00024
3208,26384	3,35008	0,00018
3208,11144	0	0,00004
3207,95904	0	0
3207,80664	1,60866	0,00036
3207,65424	1,60866	0,00036
3207,50184	1,60866	0,00036
3207,34944	1,60866	0,00036
3207,19704	1,60866	0,00006
3207,04464	0	0
3206,89224	0	0
3206,73984	0	0
3206,58744	0	0
3206,43504	0	0
3206,28264	7,44268	0,00004
3206,13024	7,44268	0,00005
3205,97784	12,01507	0,00006
3205,82544	12,01507	0,00007
3205,67304	12,01507	0,00004
3205,52064	14,40005	0,00006
3205,36824	18,36467	0,00009
3205,21584	22,02316	0,0001
3205,06344	22,02316	0,00011
3204,91104	26,05748	0,00012
3204,75864	26,05748	0,00013
3204,60624	23,6725	0,00023
3204,45384	23,6725	0,0003

3204,30144	21,28482	0,00031
3204,14904	16,45962	0,00042
3203,99664	11,88723	0,00042
3203,84424	7,92261	0,0003
3203,69184	4,03433	0,00022
3203,53944	6,52525	0,00032
3203,38704	4,97065	0,00036
3203,23464	4,97065	0,00034
3203,08224	4,97065	0,00038
3202,92984	4,97065	0,00036
3202,77744	7,16796	0,00044
3202,62504	7,32645	0,00058
3202,47264	4,84672	0,00069
3202,32024	4,84672	0,0008
3202,16784	4,84672	0,00076
3202,01544	4,84672	0,00058
3201,86304	2,6494	0,00028
3201,71064	2,6494	0,00012
3201,55824	0	0
3201,40584	0	0
3201,25344	0	0
3201,10104	2,61817	0,0001
3200,94864	2,61817	0,00039
3200,79624	2,61817	0,00058
3200,64384	2,61817	0,00058
3200,49144	2,61817	0,00056
3200,33904	2,61817	0,00048
3200,18664	1,69802	0,0009
3200,03424	1,69802	0,00076
3199,88184	1,69802	0,00076
3199,72944	0	0

Приложение В

Исходные азимутов падения и углов падения трещин по скважинам W203, W204, W206, W207 месторождения J

В таблице *Az* – это азимут падения трещин, а *Dip* – это угол падения трещины.

W203					
FMI			UBI		
MD [м]	<i>Az</i>	<i>Dip</i>	MD [м]	<i>Az</i>	<i>Dip</i>
2811,6	321	85	2811,1	309	83
2814,3	108	78	2811,8	309	88
2814,6	261	80	2814,4	322	81
2816,7	166	82	2814,8	138	83
2816,9	176	79	2814,9	317	89
2820,3	99	86	2815,1	288	74
2821,5	319	85	2815,5	161	82
2821,7	315	86	2819,3	249	78
2825,1	111	85	2820,4	314	89
2825,7	192	90	2821,2	138	86
2825,9	211	85	2821,4	135	90
2826,2	12	86	2821,6	313	85
2826,2	85	60	2821,6	119	86
2832,2	185	84	2825,7	89	75
2834,3	157	34	2825,8	295	87
2836,9	336	75	2825,8	72	81
2839,4	72	89	2827,0	161	71
2841,3	331	87	2831,2	102	57
2846,0	226	50	2835,8	132	90
2846,4	233	89	2839,3	88	82
2851,2	328	80	2841,5	146	88
2863,3	301	58	2843,4	287	49
2872,0	140	89	2843,9	153	81
2876,5	355	83	2847,9	86	69
2878,4	332	89	2848,2	98	83
2878,5	321	81	2848,3	319	75
2878,7	346	71	2848,7	309	83
2880,4	317	74	2849,3	314	78
2892,6	317	75	2858,3	110	52
2893,3	324	76	2861,3	124	72
2893,8	4	82	2863,1	132	70
2894,2	324	89	2863,7	131	66
2899,5	321	86	2866,8	291	58
2901,6	133	90	2867,4	316	88
2902,0	66	85	2869,4	116	71

2902,1	326	80	2869,9	125	48
2902,2	100	66	2870,1	359	78
2902,2	323	89	2876,1	313	87
2902,3	317	87	2878,1	329	43
2902,5	80	88	2881,2	243	66
2902,6	79	88	2885,1	228	80
2903,2	174	77	2886,9	174	70
2903,6	41	76	2888,0	141	87
2904,1	21	90	2893,1	179	61
2904,4	35	86	2893,4	23	75
2913,1	80	86	2895,2	312	53
2918,6	305	79	2897,8	220	67
2950,9	315	82	2899,5	146	88
2952,1	17	89	2899,6	159	50
2953,6	201	81	2899,6	282	53
2954,0	322	61	2900,0	143	63
2954,2	2	83	2900,2	207	84
2966,9	346	90	2900,9	220	84
2975,1	197	80	2901,4	128	75
3001,1	105	75	2901,9	221	86
3010,1	337	62	2902,1	102	85
3020,5	141	43	2902,3	93	78
3024,4	106	79	2902,4	146	83
3030,8	314	85	2902,6	181	39
3034,8	276	87	2902,7	77	82
3035,6	134	48	2902,7	272	82
3035,6	320	74	2903,9	164	82
3035,8	65	65	2904,2	201	69
3036,9	354	74	2905,0	175	76
3042,1	349	81	2908,4	273	51
3042,6	358	73	2912,2	93	78
3043,3	321	70	2912,8	164	82
3043,5	331	77	2913,4	164	75
3043,7	313	80	2913,7	216	80
3045,5	304	69	2915,7	314	85
3047,3	313	87	2918,6	315	84
3047,3	312	86	2922,5	152	81
3047,4	278	85	2935,8	166	79
3048,6	299	64	2941,0	284	62
3048,7	307	85	2943,6	310	57
3049,1	231	87	2943,7	144	56
3050,3	311	79	2944,0	296	65
3051,2	298	60	2944,0	143	45
3051,5	77	86	2944,3	140	90
3052,6	314	83	2950,3	174	77
			2950,8	154	85

			2951,8	146	89
			2953,5	166	89
			2953,8	141	48
			2954,0	348	88
			2954,1	152	86
			2969,1	158	81
			2972,6	125	55
			2974,6	310	81
			2974,6	275	84
			2983,9	111	60
			2985,4	162	49
			2985,4	162	75
			2995,6	163	86
			2999,8	200	85
			3004,7	117	49
			3008,9	226	46
			3010,8	322	79
			3010,8	153	58
			3011,2	197	53
			3013,5	149	89
			3016,3	162	56
			3017,5	303	76
			3018,4	135	75
			3020,5	154	68
			3025,2	250	82
			3025,4	146	84
			3027,7	143	72
			3030,7	320	83
			3031,5	139	87
			3031,8	155	84
			3033,0	152	61
			3033,6	146	83
			3035,8	275	60
			3040,6	110	90
			3041,8	198	88
			3042,4	146	63
			3042,6	110	73
			3043,2	331	60
			3045,5	112	75
			3045,6	310	76
			3046,1	137	70
			3047,5	283	71
			3047,5	155	88
			3048,6	303	75
			3049,2	232	82
			3050,6	284	90

			3051,3	318	69
W204					
FMI			UBI		
MD [m]	Az	Dip	MD [m]	Az	Dip
3026,7	112	83	3011,6	101	74
3159,4	134	85	3018,5	283	88
3179,8	214	63	3019,5	106	85
3283,5	133	77	3026,6	290	90
3369,1	101	70	3027,2	308	88
3371,3	63	83	3045,2	96	89
3378,3	109	86	3099,0	98	70
			3107,0	134	86
			3109,5	101	87
			3128,8	238	78
			3139,7	126	82
			3158,8	308	70
			3159,2	308	80
			3159,4	134	80
			3161,5	110	71
			3171,6	117	82
			3233,7	76	65
			3233,8	101	51
			3261,2	302	87
			3278,7	138	89
			3283,6	132	83
			3284,2	288	88
			3288,3	298	82
			3294,4	332	75
			3298,8	300	42
			3302,4	40	83
			3306,3	263	80
			3317,4	112	78
			3333,6	311	72
			3333,8	230	88
			3336,7	128	68
			3340,0	97	69
			3343,8	29	84
			3346,8	237	88
			3369,1	108	78
			3371,1	54	81
			3376,3	165	72
			3378,3	99	76
			3380,1	102	73
W206					
FMI			UBI		
MD [m]	Az	Dip	MD [m]	Az	Dip

3203,0	6	61	2991,2	348	61
3205,1	352	72	3013,7	344	87
3205,5	319	85	3049,4	272	54
3205,6	142	86	3152,1	353	46
3206,2	317	88	3191,9	152	59
3207,2	319	86	3194,2	350	73
3208,8	5	64	3202,9	356	67
3220,9	272	82	3205,3	330	88
3221,4	296	85	3206,2	327	89
3221,7	318	84	3207,0	326	83
3221,7	312	90	3207,2	136	89
3221,8	35	76	3208,9	14	79
3223,3	314	85	3209,8	188	45
3223,4	119	89	3210,1	169	55
3225,1	316	78	3212,0	300	69
3225,4	348	68	3214,7	154	86
3228,4	78	76	3215,5	298	61
3230,2	76	90	3216,5	345	68
3231,7	147	88	3220,9	175	60
3231,9	149	86	3223,1	139	89
3232,1	145	88	3223,4	321	89
3233,3	321	38	3224,9	326	85
3233,7	316	78	3225,2	347	81
3235,1	350	84	3226,5	307	74
3235,9	147	74	3227,2	168	39
3237,7	148	89	3230,3	322	86
3238,7	312	76	3231,3	321	88
3240,4	151	85	3231,7	151	86
3240,9	312	82	3231,8	146	77
3241,3	307	88	3232,2	313	79
3241,9	319	88	3233,0	145	76
3242,2	312	85	3233,3	328	57
3243,1	149	83	3233,7	322	84
3244,0	121	87	3235,2	176	87
3248,0	315	89	3235,9	137	78
3248,2	138	84	3236,6	307	77
3248,6	147	70	3237,5	314	89
3249,0	141	82	3237,5	163	83
3249,3	138	86	3237,8	311	86
3249,7	146	71	3238,7	147	87
3250,2	232	55	3239,3	6	87
3250,9	143	88	3240,3	156	85
3251,2	145	90	3240,6	156	85
3252,3	144	81	3240,9	312	76
3252,5	138	87	3241,3	304	82
3255,1	140	83	3242,1	139	89

3258,4	317	87	3242,3	136	85
3266,8	317	87	3242,3	318	90
3267,2	152	81	3242,4	158	82
3269,0	257	63	3242,8	318	79
3269,3	263	64	3243,1	170	63
3271,0	128	76	3243,7	156	72
3271,1	141	87	3244,0	176	50
3275,7	91	89	3244,4	171	54
3278,7	312	84	3245,1	167	67
3278,8	312	84	3245,6	163	69
3279,4	312	83	3245,8	152	83
3280,9	318	88	3246,2	170	63
3291,5	138	90	3246,7	169	69
3295,4	50	85	3247,0	169	68
3296,9	19	85	3247,5	172	64
3299,7	305	87	3247,8	162	80
3301,8	315	77	3248,1	153	70
3303,0	311	84	3248,1	348	84
3306,8	311	90	3248,3	144	83
3307,0	307	86	3248,8	152	71
3310,2	2	85	3249,2	316	87
3310,3	2	85	3249,6	303	71
3311,5	235	83	3249,8	135	86
3313,3	9	86	3251,1	146	83
3313,6	55	77	3251,4	160	81
3318,8	318	85	3252,4	150	85
3320,0	120	80	3253,8	179	52
3320,6	28	85	3254,4	134	87
3320,6	288	89	3254,9	145	74
3321,8	124	89	3255,6	134	73
3323,8	305	90	3257,9	167	75
3324,5	265	84	3259,6	163	63
3328,7	254	87	3259,6	331	87
3344,8	317	81	3262,2	170	69
3348,0	238	54	3265,5	337	88
3360,4	140	71	3266,4	327	83
3360,7	273	71	3268,0	310	82
3362,1	270	80	3268,3	341	79
3363,4	92	78	3269,7	150	66
3363,7	78	83	3272,5	149	75
3364,0	264	58	3277,7	186	73
3367,2	260	82	3280,6	146	88
3367,8	92	87	3281,0	145	89
3373,3	349	86	3283,2	154	89
3374,7	197	89	3283,9	349	66
3375,0	141	89	3284,5	325	76

3376,7	356	80	3286,4	146	74
3377,1	323	84	3291,2	317	83
3378,1	324	86	3293,5	331	45
3380,3	222	55	3294,2	347	80
3380,8	95	89	3296,8	355	83
3384,7	280	64	3299,6	146	85
3385,0	258	68	3302,1	319	75
3385,9	279	73	3302,2	317	70
3386,3	279	73	3302,3	134	82
3386,6	89	88	3303,9	264	63
3387,2	93	87	3306,7	304	76
3387,3	98	84	3314,1	314	49
3388,6	239	76	3314,9	337	48
3389,2	243	78	3316,0	136	81
3389,3	248	80	3316,5	341	74
3389,5	93	90	3319,9	189	42
3392,5	268	80	3320,4	199	84
3392,5	267	88	3320,6	173	62
3393,5	250	86	3321,8	300	88
3394,8	256	78	3325,9	191	70
3398,9	236	54	3326,2	206	31
3401,2	271	73	3333,2	193	45
3402,6	272	85	3334,7	132	88
3403,7	263	76	3335,1	163	69
3406,7	276	90	3338,8	194	46
3407,2	123	89	3339,7	184	84
3407,3	322	82	3340,9	155	90
3407,7	309	87	3344,8	146	87
3409,1	125	81	3348,9	190	47
3409,4	121	85	3356,8	341	74
3410,0	119	69	3359,0	156	88
3410,8	329	87	3359,9	135	74
3411,8	302	72	3360,7	146	86
3413,0	312	81	3366,5	335	56
3416,6	226	75	3366,7	314	73
3417,2	304	66	3368,1	276	86
3417,6	318	75	3373,4	338	69
3417,7	238	72	3374,1	149	60
3418,0	266	66	3375,1	158	73
3420,0	258	82	3375,6	330	86
3420,1	258	82	3376,7	358	81
3439,5	143	76	3376,9	316	78
3439,9	127	86	3377,1	154	90
3440,4	141	77	3377,5	324	78
3440,6	293	82	3378,5	147	77
3441,5	298	85	3381,2	172	61

3447,8	276	84	3384,0	150	74
3448,4	70	83	3384,1	331	87
3448,4	76	85	3385,3	319	88
3448,7	60	81	3385,7	315	77
3448,8	68	76	3386,5	310	82
3449,1	74	82	3390,5	216	52
3450,1	267	89	3396,4	172	58
3451,9	311	72	3398,2	228	55
			3399,7	322	82
			3401,4	257	79
			3406,8	101	85
			3407,4	319	82
			3407,8	317	86
			3410,2	132	89
			3411,5	146	79
			3413,0	293	28
			3413,3	320	90
			3417,6	322	79
			3418,8	319	73
			3420,2	240	52
			3420,7	152	55
			3440,7	297	85
			3441,4	160	70
			3445,2	169	61
			3447,8	91	80
			3451,8	318	77
W207					
FMI			UBI		
MD [m]	Az	Dip	MD [m]	Az	Dip
2587,5	143	81	2580,3	173	82
2594,5	297	90	2582,0	259	77
2625,8	133	84	2582,8	250	86
2629,3	136	84	2583,2	134	83
2679,4	344	64	2587,6	321	90
2737,6	351	81	2591,5	137	84
2740,6	140	90	2591,8	132	84
2742,0	142	85	2594,5	118	81
2742,3	147	85	2596,5	28	45
2742,5	322	85	2619,6	120	74
2778,9	1	89	2625,9	145	87
2830,9	132	87	2626,0	140	86
2831,5	144	82	2626,0	140	86
2831,8	33	45	2629,2	132	86
2832,7	310	88	2701,1	224	45
2832,9	132	81	2701,2	30	77
2833,1	323	80	2742,1	148	89

2833,3	136	86	2742,5	150	86
2833,3	132	85	2778,8	177	75
2833,7	325	80	2831,4	324	87
2833,8	116	85	2831,8	7	32
2834,7	260	47	2832,2	73	79
2835,3	124	68	2833,3	123	85
2836,5	130	79	2833,8	270	87
2837,3	98	90	2833,9	144	79
2839,2	136	73	2835,3	126	82
2839,3	136	73	2836,4	247	70
2840,0	132	90	2837,1	260	70
2840,1	314	86	2837,3	245	86
2840,1	136	90	2837,5	17	88
2840,7	208	44	2839,5	323	80
2841,1	288	65	2839,8	122	78
2841,3	341	59	2843,0	175	81
2841,6	152	88	2843,7	99	72
2843,0	320	74	2844,2	327	71
2843,6	183	89	2846,6	352	78
2843,7	119	68	2848,3	252	83
2844,2	355	75	2849,8	128	75
2844,2	335	76	2850,8	321	73
2844,3	147	68	2851,0	308	85
2844,4	343	69	2851,1	296	82
2844,6	322	89	2851,3	301	84
2845,0	7	70	2851,6	320	85
2845,0	152	78	2852,1	153	80
2845,1	156	83	2852,3	167	87
2845,2	144	88	2852,9	137	77
2845,3	138	87	2853,2	35	37
2845,7	317	84	2854,1	177	57
2845,9	334	78	2855,7	18	64
2846,0	282	61	2858,0	148	79
2846,4	332	84	2858,2	142	82
2846,7	338	58	2858,5	158	82
2847,4	8	55	2861,0	151	89
2848,5	158	82	2865,9	237	72
2849,9	107	77	2868,2	75	87
2850,4	163	84	2868,6	160	82
2850,6	158	82	2871,6	106	89
2850,8	142	90	2874,3	137	65
2850,8	327	86	2874,9	328	73
2851,0	144	78	2875,2	325	74
2851,3	311	87	2877,3	235	76
2851,6	313	89	2879,4	20	54
2852,0	335	83	2880,5	18	89

2852,2	342	78	2893,4	27	72
2852,3	339	81	2893,5	348	61
2852,4	332	80	2895,5	22	55
2852,5	332	84	2895,7	11	52
2852,6	332	84	2896,0	37	48
2852,9	136	83	2896,6	250	86
2853,0	131	83	2897,3	167	75
2853,0	131	83	2897,4	144	51
2853,4	339	89	2897,5	332	86
2853,5	333	88	2897,9	71	78
2854,4	157	79	2898,6	138	72
2855,7	20	68	2909,8	161	70
2856,6	329	79	2910,4	267	87
2856,7	292	77	2910,6	275	49
2857,7	322	88	2910,8	235	48
2858,0	156	84	2913,6	229	69
2858,2	156	85	2914,0	238	83
2858,3	151	79	2914,5	228	87
2858,5	151	79	2919,2	258	64
2858,7	156	89	2920,3	104	81
2858,8	338	90	2927,6	66	85
2861,0	156	89	2928,5	8	77
2862,3	165	81	2929,1	250	81
2865,9	247	83	2929,6	129	82
2866,1	135	76	2934,2	10	61
2868,6	334	72	2934,6	354	65
2873,0	17	61	2935,0	20	66
2874,3	142	75	2940,2	154	81
2874,7	155	89	2942,4	206	57
2875,0	324	75	2945,2	83	72
2875,5	352	56	2946,9	241	76
2877,4	235	75	2948,5	360	72
2881,6	320	68	2948,6	187	87
2883,3	293	67	2948,9	357	86
2893,3	13	74	2950,9	89	83
2893,5	346	59	2952,4	353	79
2894,2	338	79	2962,7	114	89
2894,3	334	90	2966,3	236	54
2895,5	26	54	2970,7	189	86
2895,7	12	44	2973,3	299	86
2896,1	19	67	2982,9	85	73
2897,4	172	76	2983,6	333	52
2898,0	62	88	2994,6	212	43
2898,6	132	75	2996,8	359	80
2909,8	161	72	2997,5	187	77
2910,6	266	78	2998,8	3	71

2910,7	281	72	2999,4	25	72
2910,9	268	72	3009,3	193	89
2911,1	281	82	3011,3	259	68
2913,6	230	67	3011,8	289	85
2914,4	231	86	3016,7	131	69
2919,2	296	82	3020,9	155	71
2921,7	259	76	3022,1	268	79
2922,3	239	66	3022,2	291	89
2922,6	253	75	3023,2	258	84
2929,1	263	88	3024,9	261	90
2933,6	336	88			
2934,7	1	71			
2934,9	28	62			
2935,5	114	89			
2936,1	312	73			
2941,1	357	82			
2946,1	274	75			
2946,8	318	72			
2946,9	327	76			
2948,4	348	88			
2948,6	182	86			
2948,8	316	78			
2950,9	91	82			
2952,4	352	80			
2970,7	187	84			
2997,6	191	81			
3001,1	14	78			
3011,8	96	87			
3015,6	119	72			
3017,4	334	84			
3019,2	306	46			
3022,3	285	86			
3023,2	73	89			
3025,1	256	83			