

**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
<b>Построение одномерных геомеханических моделей для выбора оптимальных параметров бурения скважин на Урманском нефтяном месторождении</b>

УДК 622.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Быстров Андрей Игоревич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
К.Г.-М.Н., доцент	Меркулов В.П.			

**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., доцент		

**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

\_\_\_\_\_ 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	Быстрову Андрею Игоревичу

Тема работы:

**Построение одномерных геомеханических моделей для выбора оптимальных параметров бурения скважин на Урманском нефтяном месторождении**

Утверждена приказом директора (дата, номер)

18.07.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.08.2017

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(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.).</i></p>	<p>Геофизические данные, данные ГТМ, геологические отчеты</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Устойчивость ствола скважины</li> <li>2. Безопасное бурение скважины</li> <li>3. Увеличение скорости проходки скважины</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Карта начальных данных, 2 одномерные геомеханические модели, Оптимальные параметры бурения</p>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b></p>	<p><b>Профессор Белозеров В.Б.</b></p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p><b>Доцент Мищенко М.В.</b></p>
<p><b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b></p>	
<p>Statement of the problem of research, Literature review, Primary data, Selection of the emergency well, Selection of optimal parameters of the drilling mode for the example of well U52</p>	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>к.г.-м.н., доцент</p>	<p>Меркулов В.П</p>	<p>к.г.-м.н., доцент</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>2ЦМ51</p>	<p>Быстров Андрей Игоревич</p>		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Быстров Андрей Игоревич

Институт	ИПР	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	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"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочая зона – кабинет центра переподготовки специалистов. Вредные факторы - метеоусловия, вредные вещества, запахи, некачественное мыло, злые соседи, освещение, электромагнитные поля, слабая шумоизоляция от соседней закусочной. Опасные факторы – пожар, взрывные вещества, накаливание температуры, высокое атмосферное давление. Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы. Чрезвычайные ситуации – пожары, взрывы, химические отравления</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>Нормативно-правовые акты международного сообщества, нормативно-технические документы, «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».</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"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>Нефтедобыча, как процесс является наиболее вредным и длительно действующим мероприятием на Земле. Существует гипотеза, которая гласит, как только все УВ будут добыты из недр Земли, наступит полное глобальное потепление итд.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>Пожароопасность, взрывоопасность, опасность поражения молнией (необходимо защищать голову прорезиненной шапочкой, а также провести заземление), работа с химическими реагентами, механические травмы.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> </ul>	<p>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</p>

<ul style="list-style-type: none"> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Характеристика месторождения как источника образования отходов производства и потребления.</p> <p>Комплекс мер по охране окружающей среды.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Возможные ЧС: пожары, взрывы, отравления вредными веществами.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Меры безопасности при эксплуатации производственных объектов.</p>
<p><b>Перечень графического материала:</b></p>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Быстров Андрей Игоревич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ЦМ51	Быстров Андрей Игоревич

Институт	ИПР	Кафедра	ПОНК
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Материальные затраты
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Капитальные затраты на обустройство месторождения и бурение скважин Операционные затраты
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Доля выручки компании оператора в проекта 54%
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Предлагается последовательность, результат применения которой ведет к оптимизации бурения
2. Разработка устава научно-технического проекта	Ряд последовательных действий
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Методология бесплатна
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнение с ранее пробуренной скважиной
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Быстров Андрей Игоревич		

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять оч. <i>глубокие</i> естественнонаучные, математические, экономические и инженерные знания для решения научных и практических задач в нефтегазовом секторе экономики
P2	Применять <i>глубокие профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли
P3	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;
P4	Проявлять <i>глубокую осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>
P5	Использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства; использовать <i>основы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>
P6	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>
P7	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов
P8	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, экономической эффективности, маркетинговые исследования</i>
P9	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве члена и <i>руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>
P10	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности
P11	Активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности

## Реферат

**Ключевые слова:** геомеханическое моделирование, 1D модель, синтетические кривые, оптимальные параметры бурения.

**Объект исследования:** опорная и аварийная скважины; построение одномерных геомеханических моделей, с дальнейшим определением параметров режима бурения для аварийной скважины.

**Цель работы:** подбор оптимальных параметров режима бурения, на основе построенной геомеханической модели.

**Результат исследования:** увеличение скорости проходки на 15 м/ч в результате применения геомеханических расчетов.

**Результаты** данной работы могут быть использованы в планировании бурения новых скважин на месторождении, так и на месторождениях аналогах. В результате того, что в работе применялись эмпирические зависимости – это позволяет любому желающему повторить последовательности, для составления одномерной геомеханической модели, а также при необходимости для создания синтетических кривых плотностного и акустического каротажей.

**Экономическая значимость:** уменьшение показателя человеко-часов на бурение одной скважины.

**В дальнейшем** при продолжении работы над данным проектом, интересно подойти к созданию одномерной геомеханической модели через параметры бурения и/или усложнить модель более детальным описанием литологического строения отложений. Рассчитать параметры бурения с учетом вибраций, возникающих в результате бурения пород разной твердости и с учетом других параметров.

## Abstract

**Key words:** geomechanical modeling, 1D model, synthetic curves, optimal drilling parameters.

**Object of the study:** support and emergency wells; Construction of one-dimensional geomechanical models, with further determination of the drilling mode parameters for the emergency well.

**The purpose of the work:** selection of optimal parameters of the drilling mode, based on the constructed geomechanical model.

**The result of the study:** an increase in the rate of penetration by 15 m / h as a result of the application of geomechanical calculations.

The results of this work can be used in planning the drilling of new wells in the field, and in the fields of analogs. As a result of the use of empirical dependencies in the work, this allows anyone who wishes to repeat the sequence, to compile a one-dimensional geomechanical model, and also, if necessary, to create synthetic curves for density and acoustic logs.

**Economic significance:** a decrease in the man-hour indicator for drilling one well.

In the future, it is interesting to approach the creation of a one-dimensional geomechanical model through drilling parameters and / or to complicate the model with a more detailed description of the lithological structure of the deposits. To calculate the drilling parameters taking into account the vibrations arising from the drilling of rocks of different hardness and taking into account other parameters.

## Оглавление

Оглавление	
РЕФЕРАТ .....	8
ABSTRACT .....	9
ОГЛАВЛЕНИЕ .....	10
STATEMENT OF THE PROBLEM OF RESEARCH.....	12
LITERATURE REVIEW .....	13
PRIMARY DATA .....	15
Selection of the emergency well .....	17
1. ФИЗИКО-ГЕОГРАФИЧЕСКИЙ ОЧЕРК ТЕРРИТОРИИ УРМАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	21
2 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЙ .....	23
2.1 Стратиграфия отложений.....	23
2.2. Тектоническое строение .....	33
2.3 Нефтегазоносность.....	35
3. ПОСТРОЕНИЕ ОДНОМЕРНОЙ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ ВЫБРАННОЙ ОПОРНОЙ СКВАЖИНЫ U9 .....	36
3.1 Петрофизические расчеты.....	36
3.1.1 Создание синтетической кривой времени пробега акустических волн .....	36
3.1.2 Создание синтетической кривой плотностного каротажа.....	42
3.1.3 Преобразование скорости пробега продольной волны в скорость пробега поперечной волны .....	47
3.2 Определение механических свойств пород.....	52
3.2.1 Определение модуля Юнга и коэффициента Пуассона.....	52
3.2.2 Расчет прочности породы на одноосное сжатие .....	54
3.2.3 Расчет предела прочности породы при отрыве .....	56
3.2.4 Расчет коэффициента внутреннего трения .....	57
3.3 Определение горизонтального напряжения его направления и значения.....	57
3.3.1 Получение направления горизонтального напряжения.....	57

3.3.2 Расчет минимального и максимального горизонтальных напряжений .....	59
3.4 Расчет стабильности ствола скважины .....	66
4. ПОСТРОЕНИЕ ОДНОМЕРНОЙ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДЛЯ АВАРИЙНОЙ СКВАЖИНЫ U52.....	69
5. SELECTION OF OPTIMAL PARAMETERS OF THE DRILLING MODE FOR THE EXAMPLE OF WELL U52 .....	72
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	76
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	80
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ .....	81

## Statement of the problem of research

The creation of the work is connected with the increasing demand for geomechanical modeling in the oil-bearing industry. The traditional tasks of constructing a one-dimensional geomechanical model are: analysis of the stability of the wellbore, sand development, modeling of hydraulic fracturing and analysis of wellbore stability - the creation of optimal parameters for the drilling mode of the well.

As a consequence, the relevance of this work is connected, first of all, with both the novelty of the topic itself and the boundless possibilities that geomechanical modeling opens in the field of drilling wells.

The purpose of this paper is to determine the optimal drilling parameters, using a one-dimensional geomechanical model.

To achieve the goal number of tasks are seted:

- 1) Analysis of initial information, followed by selection of candidate wells,
- 2) Calculation of all necessary geomechanical characteristics of rocks,
- 3) Creation of one-dimensional geomechanical models,
- 4) Selection of optimal drilling parameters

The scientific novelty of the research is connected with the use of new empirical dependencies, and, I hope, it is connected with the not quite usual approach to the solution of the set goal.

The practical significance of this work is to increase the bit penetration rate by applying geomechanical simulation. In addition, the geomechanical models constructed will allow achieve wellbore stability in the Urmanskoe field in the future.

## Literature review

To solve the set goal, it is necessary to choose the optimal values of drilling parameters. The solution of the problem of optimizing the drilling process and increasing the mechanical bit penetration rate, have long been studied by many researchers. (Chen et al 2016, Li et al., 2015). There are many methods developed to increase the efficiency of drilling by achieving the maximum mechanical penetration rate (Dupriest and Koederitz, 2005). Although these methods improved only drilling efficiency, they did not provide an objective estimation of the true potential for the growth of mechanical speed.

One of the model which able to increase mechanical penetration rate is Mechanical specific energy (MSE) - defined as the amount of mechanical work necessary to destroy and then retrieve one unit of rock volume from the well.

Originally, a model of mechanical specific energy was proposed by Teale (1995). In this model, as in most other models, drilling parameters measured on the surface of the earth were laid, which in turn was reflected in striking errors in predicting and increasing the mechanical rate of penetration.

As a consequence, many researchers were interested in reducing these errors, as a result of which the model of specific mechanical energy was constantly being improved. The most significant contribution to this field was made by such scientists as Peissier and Fear (1992), Duprist and Koderith (2005), Armenta (2008), Chen et al. (2014). These works are very useful for selecting a bit, determining the quantitative characteristics of drilling efficiency, predicting drilling, optimizing the drilling process, increasing the mechanical penetration rate.

Unfortunately, drilling is considered successful, not only as a result of obtaining a high value of the mechanical penetration rate, but in cases where the occurrence of accidents in the well is minimal. The solution to this problem can be the use of geomechanical modeling, which allows to determine the optimal mud

density, at which neither the collapse of the well nor the absorption of drilling mud will be observed.

However, for a better understanding of possible accidents, it is worth investigating the causes of Yield zone of the wells. Inos Johnson, Jimmy Land, Mark Lee and Robert Robertson (2012) studied in detail the causes of stuck drilling. They distinguish 13 causes of stuck formation: 1) Uncured zone, 2) Zone of fracturing or faulting, 3) High fluidity of rocks, 4) Zone of abnormally high reservoir pressure, 5) Vibration of drill string, 6) Differential tack, 7) Guttering, 8) Barrel narrowing, 9) Poor quality of cementing, 10) Collision of the casing string, 11) Sludge, 12) Poor cleaning of the well, 13) Geometry of the wellbore.

As can be seen the reasons for stitching are diverse and sometimes related to the human factor. Such an accident cannot be predicted, but it is possible to assume, on the basis of a geomechanical analysis, possible accidents related to the geological structure of the territory.

As a consequence, the problem arises of constructing a geomechanical model, for which a certain set of primary data is required.

## Primary data

In connection with the goal of determining the optimal drilling parameters based on the construction of a one-dimensional geomechanical model, a number of problems are posed, one of which is the choice of a reference well, to select the empirical dependencies needed to create a one-dimensional geomechanical model due to the absence of geomechanical studies conducted on core samples. As a result, it is necessary to analyze the available data and sort them in order of importance. For this purpose, 87 wells of the Urmanskoye field were considered in operation (fig 1).

The data of geophysical well studies were analyzed:

- 1) for lithological dissection of the section (spontaneous polarization and gamma logging curves),
- 2) to determine the filtration and capacitance characteristics of reservoir rocks (calculated porosity, permeability curves),
- 3) curves necessary for calculating the parameters of a one-dimensional geomechanical model (acoustic logging, density logging (GGK-P)),
- 4) curves used to calibrate the geomechanical model (caliper data),
- 5) the curves of the formation micro-imager (FMI) to determine the direction of the main minimum and maximum stresses.

In addition to well logging data, the following were considered:

- 1) the data necessary to calculate the horizontal minimum voltage (data obtained as a result of hydraulic fracturing of the formation),
- 2) data for determination of reservoir pressure (results of hydrodynamic exploration of wells),
- 3) technical and economic indicators of drilling in order to identify wells in which emergencies were observed.

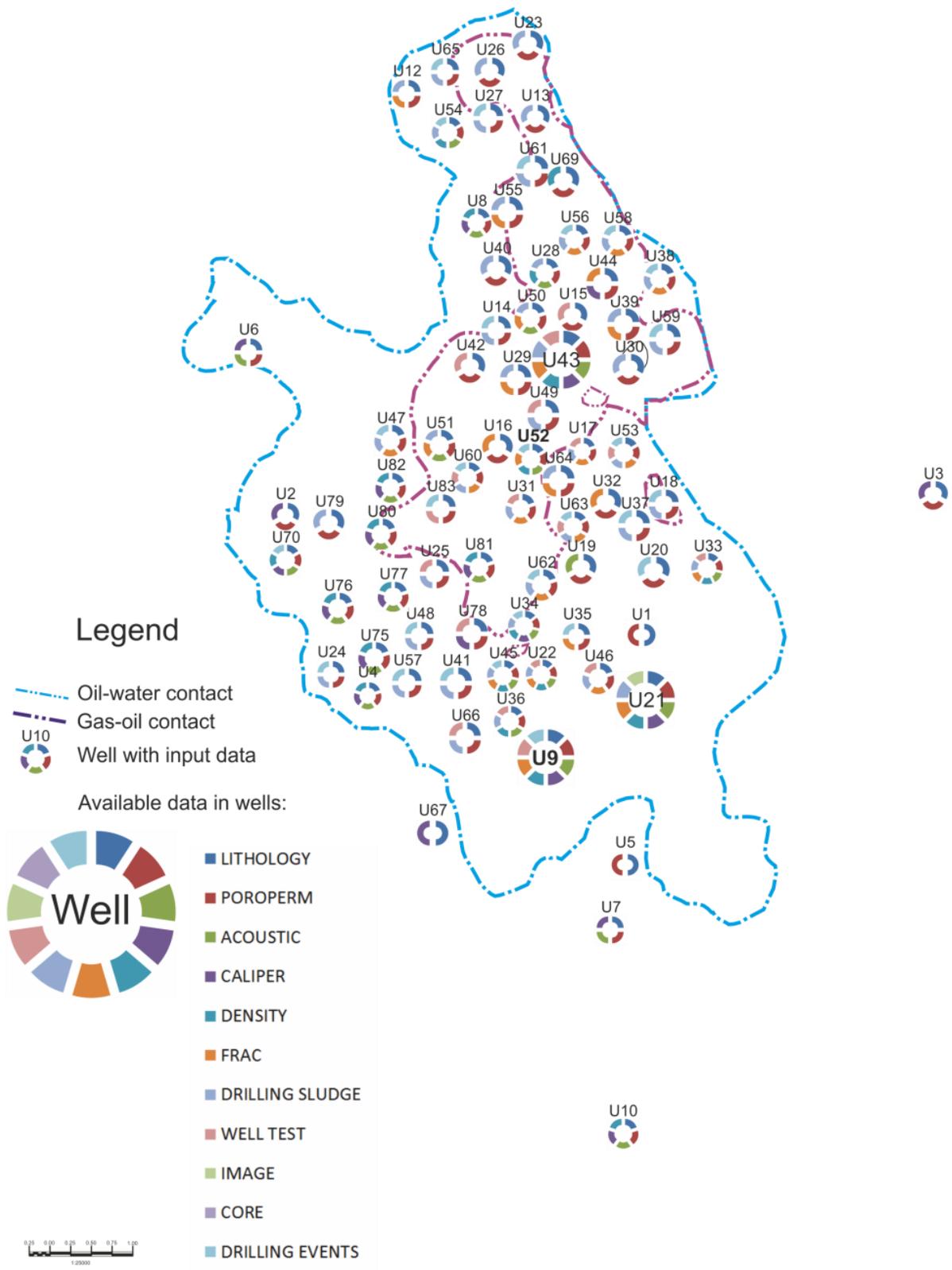


Figure 1. Field Urmanskoe. Formation M1. Available data for calculation 1D geomechanical model

As a result of the analysis, 3 support wells with the maximum number of necessary studies (U9, U43, U21) were identified (table 1). According to the completeness of the investigation (maximum drilling of the equipment along the wellbore), the well U9 was chosen as the reference one.

Table 1. Three wells with the maximum number of available data

	U9		U43		U21	
LITHOLOGY	66	3040	0	3700	2640	3225
POROPERM	66	3150	3125	3700	2640	3220
ACOUSTIC	649	3155	1270	3645	2645	3215
CALIPER	640	3155	3545	3710	2645	3230
DENSITY	642	3150	3560	3710	2650	3150
FMI	-	-	-	-	3120	3200
FRAC	J7		J7, J10		J14-15	
WELL TEST	J6		J10		-	
CORE	-		-		-	

Due to the fact that some logging curves were not carried out throughout the entire borehole, ways of restoration will be suggested in the chapter 6.

#### Selection of the emergency well

As have been already mentioned, for the choice of an emergency well, data on technical and economic indicators were used to provide an optimal drilling regime. As a result of the analysis of technical and economic indicators, wells were identified in which accidents were observed (table 2).

Table 2. Wells with accidents

Accidents wells	Time of accidents %	Available data for creation 1D geomechanical model
U20	3,23	○
U27	0,94	○
U35	2,94	○
U41	0,45	○
U47	0,93	○
U48	14,02	○
<b>U52</b>	3,85	✓
U53	1,82	○
U58	18,85	○
U59	0,33	○
U61	13,82	○
U62	0,38	○
U63	6,33	○
U83	4,68	○

Also, carrying out an analysis on the presence of information necessary for geomechanical modeling (fig. 1). Among the emergency wells was chosen well U52, due to the largest number of studies and their completeness.

The next step was to analyze drilling regimes in the wells that showed the best results in the mechanical penetration rate (fig. 2). As a result, 5 wells with optimal drilling parameters (U38, U69, U69st, U53, U47) were selected.

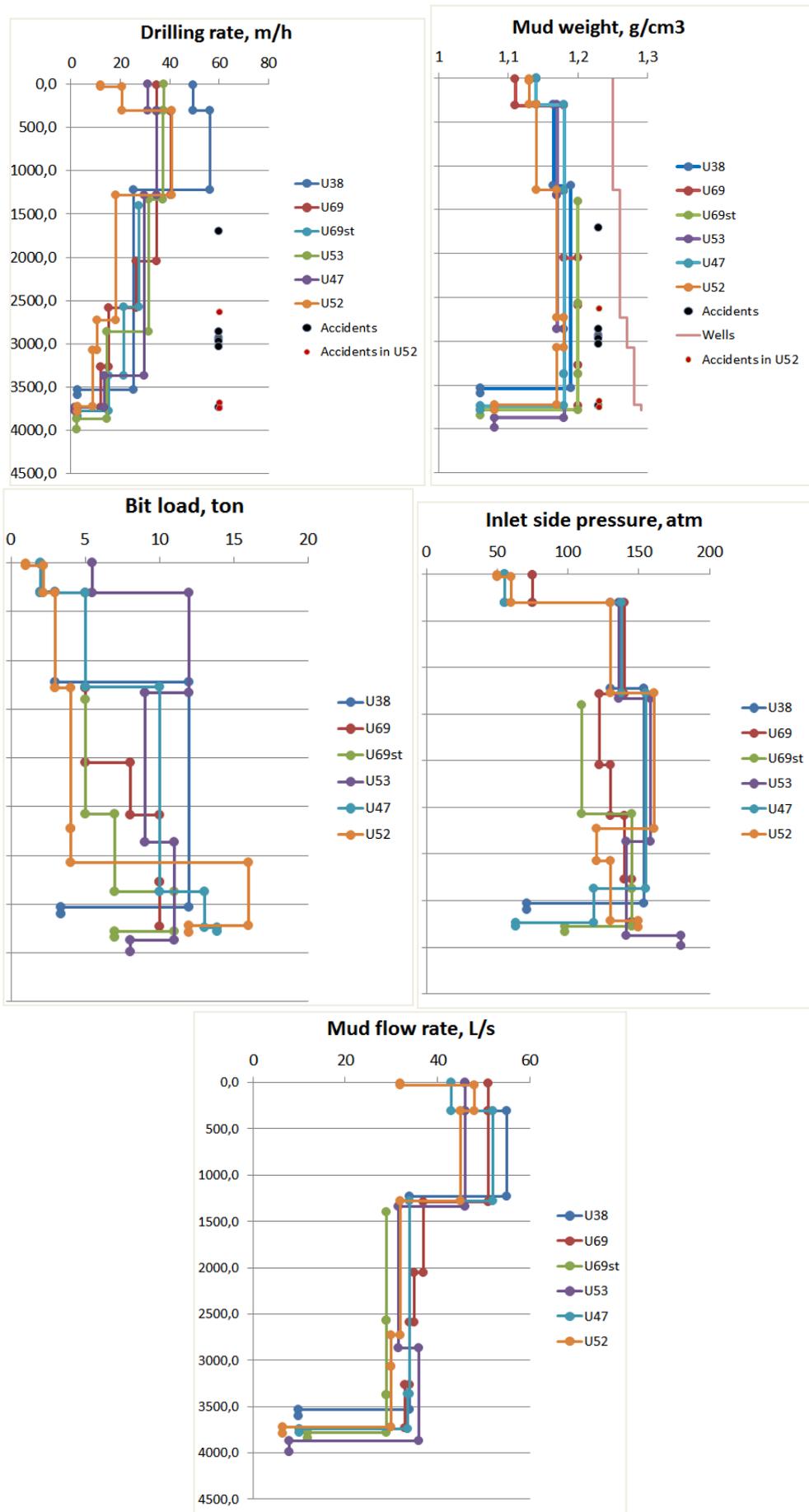


Figure 2. Drilling mode of five optimistic wells

The result of the analysis was the selection of the optimal bit parameters (table 3), such as: 1) bit diameter (mm), 2) PDC tooth size (diameter 14-24mm to 8-14mm), 3) number of blades, 4) number of flushing holes, 5) the rock hardness category (SM - soft alternating with medium ones), and 6) the design number (A - with steel body and AM - with carbide case).

The design of the well is supposed to remain unchanged, due to a lack of information on the depths of occurrence of water-bearing horizons (depth of groundwater).

Table 3. Recommended type of bits

Depth, m		Type of bit
0	26	393.7 FD 268 SM-A56
26	305	393.7 FD 268 SM-A56
305	1280	295.3 FD 257SM-A47M
1280	2730	220FD 366SM-A80
2730	3070	220FD 366SM-A80
3070	3720	220FD 366SM-A80
3720	3785	XR30TPS-152.4

## 1. Физико-географический очерк территории Урманского месторождения

Урманское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в юго-западной части Западно-Сибирской низменности. В административном отношении нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Томской области. Занимает порядка 3 тыс. км<sup>2</sup> (рис. 3)

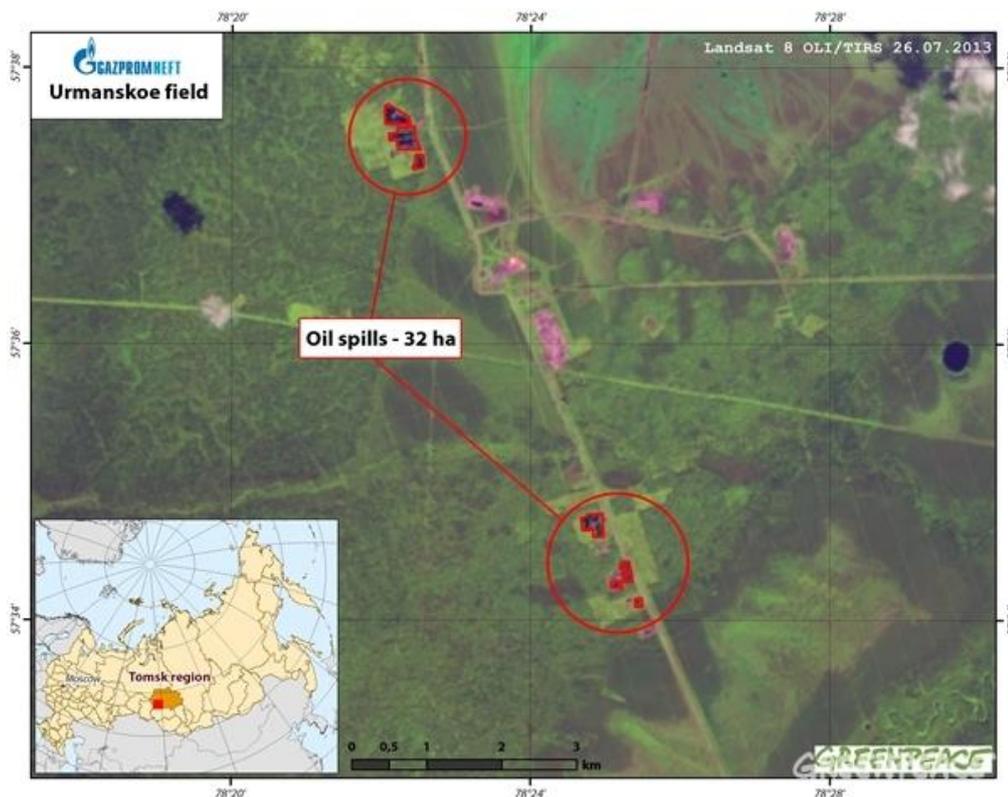


Рисунок 3. Административное положение Урманского месторождения  
(Haliburton Digital, 2006)

Территория, на которой расположено месторождение, представляет собой холмисто-увалистую равнину с глубоким долинно-балочным эрозионным расчленением, местами существенно заболоченную. Абсолютные отметки рельефа изменяются в пределах 100-200 м. Гидрографическая сеть представлена мелкими речками и ручьями, являющимися притоками реки Томь. Территория месторождения принадлежит к лесной зоне, растительность которой представлена смешанным лесом. Почвы в районе подзолисто-аллювиально-глеевые.

Климат района континентальный с суровой продолжительной зимой и коротким прохладным летом. При среднегодовой температуре минус 1,8 С<sup>0</sup>. Средняя температура самого холодного месяца - января составляет минус 25 С<sup>0</sup>, а средняя температура июля – плюс 15 С<sup>0</sup>. Среднегодовое количество осадков составляет 450-500 мм, из них 70% приходится на апрель-октябрь. Средняя толщина снежного покрова 0.7 м, достигая в пониженных участках рельефа 1,5 м.

Отопительный сезон длится 250 дней в году. Ледостав на реках начинается в октябре месяце, а вскрытие рек ото льда происходит в конце апреля – начале мая (Авторский надзор ... , 2009).

Территория исследований – Урманское месторождение – расположена в Нюрольском структурно-фациальном районе. Ближайшими населенными пунктами к месторождению являются поселок Тара.

Территория месторождения характеризуется развитой инфраструктурой. Включает в себя водоводы, нефте- и газопроводы, ДНС, КНС, внутривидовые автодороги, линии электропередач, подстанции. Урманское месторождение существенно заболочено, особенно в южной ее части. Богат и разнообразен животный и растительный мир. В летнее время появляется гнус. (Авторский надзор ... , 2009).

## 2 Геологическое строение объекта исследований

### 2.1 Стратиграфия отложений

Сводная литолого-стратиграфическая колонка представлена на рисунке 4.

#### *Докембрийские образования (PR)*

Представлены гранитами, гранито-гнейсами и кристаллическими сланцами кварц-биотитового состава. Докембрийский возраст пород принят на основании сопоставления с аналогичными породами Урала и Березовского района, а также с учетом их высокой степени метаморфизма.

#### *Палеозойские образования (PZ)*

Представлены менее метаморфизованными породами - сланцами, известняками, метаморфизованными песчаниками, эффузивами основного состава и их туфами. Толщи разновозрастных пород складчатого основания прорваны многочисленными интрузиями преимущественно кислого, реже основного и среднего состава. Возраст интрузий определен, как средне-верхнепалеозойский (Бочкарев В.С. и др., 1968)

#### *Древние коры выветривания (P-T<sub>1</sub>)*

Развиты по докембрийским и палеозойским породам. Минералогический состав пород коры выветривания определяется составом материнских пород. Профиль преимущественно каолинитовый. Выветрелые породы часто раздроблены и брекчиевидны, с вертикальными и наклонными трещинами, иногда с зеркалами скольжения. Представления о возрасте коры выветривания разноречивы. Время начала формирования коры выветривания принимается, как пермско-нижнетриасовое (Сурков В.С., Жеро О.Г., 1981 г.)

Эра-тема	Сис-тема	Отдел	Ярус	Свита		Мощ-ность, м	Литология
Кайнозойская KZ	Палеоген P	P3		Туртасская P <sub>3tr</sub>		40	Супесь, пески, прослой глин
				Новомихайл. P <sub>3nm</sub>		650	Алевролиты
				АТЫМСКАЯ P <sub>3at</sub>			Черед. глин, алевр. углей Пески, прослой глин
				Тавдинская P <sub>2tv</sub>			Глины, линзы алеврита
				Люленворская P <sub>2ll</sub>			Опоков-е, диатом-е глины
	P1		Талицкая P <sub>1tl</sub>			Глины, линзы алеврита	
Мезозойская MZ	Меловая K	K2	K <sub>2km</sub> - P <sub>1d</sub>	Ганькинская K <sub>2gn</sub>		1600	Глины, просл. алеврол., мерг.
			K <sub>2t</sub> - K <sub>2km</sub>	Березовская K <sub>2br</sub>			Глины
			K <sub>2t</sub>	Кузнецовская K <sub>2kz</sub>			Глины, прослой алевролитов
			K <sub>2s</sub>	Уватская K <sub>2uv</sub>			Алевролиты, глины
		K1	K <sub>1al</sub>	Ханты-Мансийская K <sub>1hm</sub>			Глины, просл. алевритов, известняков
			K <sub>1a</sub> - K <sub>1al</sub>	Викуловская K <sub>1vk</sub>			Алеврито-песчан., линзы и прослой глин
			K <sub>1a</sub>	Кошайская K <sub>1ksh</sub>			Глины, прослой алевролит.
		K <sub>1b</sub> - K <sub>1br</sub>	Фроловская K <sub>1fr</sub>		Глины, прослой алевр. изв.		
	Юрская J	J3	J <sub>3tt</sub> - K <sub>1b</sub>	Тутлеймская J <sub>3tt</sub>		400	Аргиллиты известковистые, кремнистые
			J <sub>2k</sub> -J <sub>3km</sub>	Абалакская J <sub>3ab</sub>		Аргиллиты, прослой алевролита	
		J2	J <sub>2a</sub> - J <sub>2k</sub>	Тюменская J <sub>2tm</sub>		Переслаив. аргиллитов и алевролитов, прослой и линзы алеврита	
		J1	J <sub>1p</sub> -J <sub>1t</sub>	Шеркалинская J <sub>1sk</sub>		Аргиллитоподобн. глины, песчаники, гравелиты.	
	Триас T	T1-2				1400	Базальты, туфы, туфо-аргиллиты, туфо-песч., туфо-алевролиты. Коры выветривания
	PZ					1200	Коры выветривания, эффуз., туфы (осн. состава), карбонатные породы

Рисунок 4. Сводная литолого-стратиграфическая колонка Западно-Сибирской платформы. Составил А. Быстров, 2017 г., с использованием (Подсчет запасов ... , 2003; Жамойда А. И., 2013)

### *Мезозойская группа (Mz)*

#### *Триасовая система (T<sub>1-2</sub>)*

Отложения триасовской системы на Урманском месторождении не обнаружены.

#### *Юрская система (J)*

Породы юрского возраста с угловым и стратиграфическим несогласием залегают на доюрских образованиях в основании осадочного чехла. В Нюрольской впадине отложения юрской системы представлены всеми тремя отделами. Отложения нижней и средней юры формировались в континентальных, переходных и частично морских условиях, верхней юры – в морских условиях (Подсчет запасов ... , 2003; Проект доразведки ... , 2009).

#### *Нижний отдел (J<sub>1</sub>)*

Нижнеюрские отложения имеют ограниченное распространение и приурочены к глубоким прогибам между крупными поднятиями.

#### *Шеркалинская свита (J<sub>1sk</sub>)*

Сложена песчано-гравийными образованиями плинсбах-тоар-ааленского ярусов. На Урманском месторождении песчано-гравийные осадки шеркалинской свиты залегают на размытой поверхности доюрских образований. В поперечном разрезе палеорельеф имеет форму характерную для погребенных палеорусел. По направлению к возвышенным частям палеорельефа осадки шеркалинской свиты выклиниваются. Общая мощность шеркалинской свиты колеблется от 0 до 100 м. В разрезе шеркалинской свиты выделяются две подсвиты - нижняя и верхняя.

### *Нижняя подсвита (J<sub>1p</sub> - J<sub>1t</sub>).*

Выделяются две пачки. Нижняя пачка соответствует пласту Ю<sub>16</sub> и сложена кварцевыми гравелитами и песчаниками грубозернистыми, часто каолинизированными, с прослоями аргиллитоподобных глин. Верхняя пачка (тогурская глина) сложена аргиллитоподобными глинами с единичными прослоями алевролитов. Породы охарактеризованы спорами и пылью плинсбахского и нижнего тоарского ярусов.

### *Верхняя подсвита (J<sub>1t</sub> – J<sub>2a</sub>).*

Представлена двумя пачками. Нижняя пачка соответствует пласту ЮК<sub>15</sub> и сложена кварцевыми песчаниками и гравелитами. Отмечаются глинисто-алевритистые и углистые прослои. Верхняя пачка (радомская) представлена глинами темно-серыми аргиллитоподобными, плотными, иногда углистыми. Спорово-пыльцевые комплексы отложений верхней подсвиты относятся к тоару и аалену (Подсчет запасов ... , 2003; Проект доразведки ... , 2009).

### *Средний отдел (J<sub>2</sub>)*

Залегают согласно на породах шеркалинской свиты и несогласно - на породах доюрского основания. Имеют широкое площадное распространение.

### *Тюменская свита (J<sub>2tm</sub>)*

Представлена терригенными отложениями. Максимальные мощности отмечаются в пониженных участках рельефа фундамента. В разрезе тюменской свиты выделяется три подсвиты: нижняя, средняя и верхняя.

### *Нижняя подсвита (J<sub>2a</sub>) (пласты Ю<sub>14-10</sub>)*

Представлена песчаниками, алевролитами, редкими прослоями углей. Песчаники и алевролиты серые с буроватым оттенком, с хорошо выраженной косою слоистостью. Глинистые разности пород представлены аргиллитами

серыми до темно-серых, алевритистыми до алевритовых с многочисленными линзочками и слоями алевролитов. Породы слюдистые, плотные, средней крепости. Ааленский возраст описываемых отложений подтвержден спорово-пыльцевыми комплексами.

#### *Средняя подсвита (J<sub>2</sub>b) (пласты Ю<sub>7-9</sub>)*

Представлена переслаиванием аргиллитов и алевролитов с прослоями и линзами песчаников, углей, редко известняков. Первые значительно преобладают в разрезе. В нижней части подсвиты преобладают глинистые отложения с прослоями песчано-алевролитовых пород. Байосский возраст средней пачки подтвержден спорово-пыльцевыми комплексами.

#### *Верхняя подсвита (J<sub>2</sub>bt- J<sub>2</sub>k) (пласты Ю<sub>2-6</sub>)*

Представлена чередованием прослоев и линз песчаников, алевролитов и аргиллитов. В подошве пачки преобладают песчано-алевролитовые разности пород. В средней части доля глинистых пород увеличивается, количество и мощность песчаных слоев уменьшаются. Выше по разрезу переслаивание пород становится более ритмичным. Здесь обнаружены и определены спорово-пыльцевые комплексы бата и нижнего келловея (Подсчет запасов ... , 2003; Проект доразведки ... , 2009).

#### *Верхний отдел (J<sub>3</sub>)*

##### *Васюганская свита (J<sub>3</sub>vs)*

Представлена аргиллитами темно-серыми до черных с буроватым оттенком, прослоями алеврита с линзовидно-волнистой слоистостью. Часто в этой части разреза отмечается большое количество каверн и трещин. К этой части приурочен пласт Ю<sub>1</sub>.

##### *Баженовская свита (J<sub>3</sub>tt).*

Представлена аргиллитами темно-серыми и черными с буроватым оттенком. Аргиллиты битуминозные, плитчатые, массивные или листовато-горизонтально-слоистые. Аргиллиты нередко известковистые и кремнистые. Согласно залегают на отложениях васюганской свиты. К баженовской свите приурочен продуктивный пласт Ю<sub>0</sub> (Подсчет запасов ... , 2003; Проект доразведки ... , 2009).

#### *Меловая система (К)*

Представлена нижним и верхним отделом. Мощность составляет 1600-1760 м. (Подсчет запасов ... , 2003; Проект доразведки ... , 2009).

#### *Нижний отдел (К<sub>1</sub>)*

#### *Фроловская свита (К<sub>1</sub>fr).*

Представлена мощной толщей морских уплотненных глин серого и темно-серого цвета с редкими прослоями алевролитов, глинистых известняков и сидеритов. Мощность фроловской свиты - 535-630 м. Возраст свиты по положению в разрезе и спорово-пыльцевым спектрам принимается в объеме берриаса, валанжина, готерива, баррема и нижнего апта.

#### *Кошайская свита (К<sub>1</sub>fr).*

Сложена морскими глинами серыми, темно-серыми, с частыми тонкими прослоями светло-серых алевролитов, глинистых известняков. Толщина свиты 50-60 м. Согласно залегают на отложениях фроловской свиты. По положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам возраст кошайской свиты принимается раннеаптским

#### *Викуловская свита (К<sub>1</sub>vk)*

Представлена нижней и верхней подсвитами. Мощность викуловской свиты колеблется от 170 до 250 м.

#### *Нижняя подсвита (К<sub>1</sub>a).*

Сложена морскими глинисто-алевроитовыми породами с подчиненными прослоями глинистых известняков. Вверх по разрезу количество алевроитового материала увеличивается. Возраст ее по положению в разрезе и спорово-пыльцевым комплексам принят среднеальбский.

*Верхняя подсвита (K<sub>1</sub>al).*

Представлена преимущественно алевроито-песчаный породами с линзами и прослоями глин. Глины серые и темно-серые, обогащенные алевроитовым материалом. Возраст подсвиты – позднеальбский, определен по спорово-пыльцевым комплексам.

*Ханты-Мансийская свита (K<sub>1</sub>hm).*

Представлена глинами темно-серыми, с редкими прослоями алевролитов и алевроитов, глинистых известняков и сидеритов, а также ритмичным чередованием алевролитовых и глинистых пластов. Согласно залегает на викуловской свите. По выделенным комплексам фораминифер возраст ханты-мансийской свиты датируется альбским ярусом (Подсчет запасов ... , 2003; Проект доразведки ... , 2009).

*Верхний отдел (K<sub>2</sub>)*

*Уватская свита (K<sub>2</sub>uv).*

Представлена алевроитами и алевролитами в нижней части осложняется глинистыми прослоями. Согласно залегает на ханты-мансийской свите. Возраст уватской свиты определяется по палеонтологическим данным и датируется сеноманским веком.

*Кузнецовская свита (K<sub>2</sub>kz).*

Представлена морскими глинами серыми, темно-серыми с редкими прослоями глинистых алевролитов. Мощность свиты составляет 20-50 м. Несогласно залегает на подстилающих отложениях уватской свиты. Возраст кузнецовской свиты, определенный по палеонтологическим остаткам, датируется туронским веком.

*Березовская свита (K<sub>2</sub>br).*

Представлена глинами темно-серыми, слабоалевритистыми, опоковидными.. Свита согласно залегает на породах кузнецовской свиты. Возраст березовской свиты датируется коньяк-сантон-кампанскими веками на основании комплексов фораминифер в радиолярий.

*Ганькинская свита (K<sub>2</sub>gn)*

Представлена известковистыми зеленовато-серыми глинами, иногда опоковидными, с прослоями алевролитов и мергелей. Мощность свиты 35-65 м. Маастрихтский и датский возраст свиты датируется на основании находок фауны моллюсков, характерных комплексов фораминифер и остракод. (Подсчет запасов ... , 2003; Проект доразведки ... , 2009).

*Кайнозойская группа (KZ)*

*Палеогеновая система (P)*

Палеогеновые отложения согласно залегают на меловых отложениях и представлены всеми тремя отделами: палеоценовым, эоценовым и олигоценовым. Палеоцен, эоцен и часть олигоцена сложены преимущественно морскими осадками. Породы верхов нижнего, среднего и верхнего олигоцена имеют континентальный генезис (Подсчет запасов ... , 2003; Проект доразведки ... , 2009).

*Талицкая свита (P<sub>1</sub>tl)*

Сложена темно-серыми глинами с линзами алевритового материала. Имеет широкое распространение в пределах изучаемого района. Возраст свиты по положению в разрезе и по комплексу фораминифер принят в объеме палеоцена. Общая мощность талицкой свиты 100-150 м.

#### *Люлинворская свита (P<sub>2</sub>ll)*

Представлена опоками и опокovidными глинами и диатомовыми глинами. Они согласно залегают на породах талицкой свиты. По определениям фораминифер, радиолярий и положению в разрезе возраст свиты принимается в объеме верхнего палеоцена - среднего эоцена.

#### *Тавдинская свита (P<sub>2</sub>tv)*

Сложена толщей голубовато-зеленых и оливково-зеленых пластичных глин с тонкими линзами светло-серого алевритового материала. Общая мощность тавдинской свиты 120-160 м. По определениям комплекса фораминифер, остракод, богатой флоры диатомовых водорослей и кремниевых жгутиков возраст свиты принимается в объеме позднего эоцена - нижнего олигоцена.

#### *Атлымская свита (P<sub>3</sub>at)*

Представлена аллювиальными, аллювиально-озерными и озерными светло-серыми кварц-полевошпатовыми, сахаровидными мелко- и разнозернистыми песками с прослоями зеленых и бурых глин. Мощность свиты 60-80 м. Залегают на отложениях тавдинской свиты согласно. Отложения атлымской свиты содержат отпечатки листьев, споры, пыльцу, семена растений. Возраст свиты определен по спорово-пыльцевым комплексам - ниже-средне-олигоценый.

#### *Новомихайловская свита (P<sub>3</sub>nm)*

Сложена чередованием серых и бурых глин, алевролитов с прослоями и пластами углей. Мощность свиты 50-70 м. Отложения свиты содержат фауну млекопитающих, отпечатки листьев, споры и пыльцу. Согласно

определениям палеонтологических остатков, возраст принимается в объеме среднего олигоцена.

#### *Туртасская свита (Р<sub>3</sub>tr)*

Сложена алевритовыми глинами, алевритами зеленовато-серыми, глинистыми. Мощность отложений свиты - 10-30 м. Возраст датируется, как верхний олигоцен (Подсчет запасов ... , 2003; Проект доразведки ... , 2009).

#### *Четвертичная система (Q)*

Представлены супесями, песками серыми и желтовато-серыми, кварц-полевошпатовыми, с прослоями глин серых, бурых, песчанистых. Встречаются мощные слои торфа, линзы валунных галечников. Мощность четвертичных отложений достигает 20-40 м (Подсчет запасов ... , 2003; Проект доразведки ... , 2009).

## 2.2. Тектоническое строение

Нюрольская впадина расположен на юго-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (рис. 5).

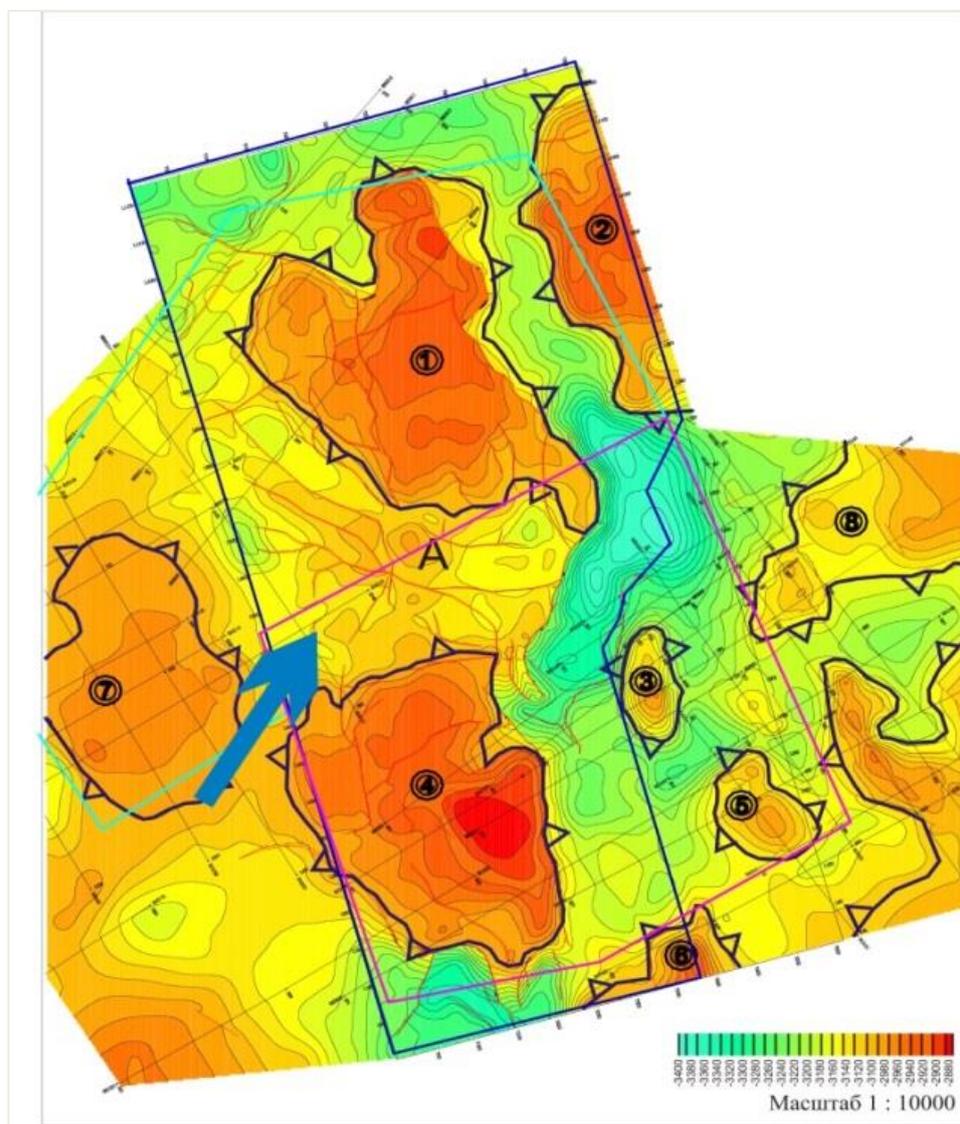


Рисунок 5. Тектоническая карта изучаемой территории

(Haliburton Digital 2006)

Нюрольская впадина находится в районе Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы, которая имеет герцинский возраст (Сурков В.С., Жеро О.Г., 1981).

В палеозое на территории Западной Сибири господствовал геосинклинальный тектонический режим. В конце палеозоя геосинклинальная фаза развития завершилась и режим растяжения сменился сжатием. В это время зародились основные пликативные и дизъюнктивные структуры, осадочные отложения были выведены выше уровня моря и подверглись эрозии. В мезозое Западно-Сибирский бассейн вступил в плитную стадию развития, когда шло медленное прогибание дна бассейна

Структуры осадочного комплекса носят унаследованный характер и отображают структурные элементы фундамента с постепенным выполаживанием вверху по разрезу

Разрез исследуемой площади представлен 2 структурно-формационными этажами:

Нижний этаж (комплекс складчатого основания) представлен метаморфизованными породами докембрия и палеозоя, прорванными интрузиями разного возраста и состава.

Верхний - образован осадочными и терригенными отложениями мезокайнозойского возраста (осадочный чехол платформы) (Сурков В.С., Жеро О.Г., 1981).

## 2.3 Нефтегазоносность

Урмано-Арчинская площадь относится к Казанскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области

Промышленная нефтегазоносность района связана с доюрскими, ниже- средне- и верхнеюрскими отложениями. Выделяют ряд нефтегазоносных комплексов.

### 1) Палеозойский нефтегазоносный комплекс (доюрские отложения)

Продуктивность установлена в карбонатной формации верхнего палеозоя (пласт  $M_1$ ) и в отложениях кор выветривания (пласт М). Коллектор пласта  $M_1$  представлен органогенно-обломочным известняком, трещиноватым, кавернозным, местами доломитизированным. Карбонаты имеют шельфовый генезис. Основные перспективы обнаружения участков с улучшенными ФЕС на участке работ могут быть связаны с зонами повышенной трещиноватости

2) Нижне-среднеюрский нефтеносный комплекс представлен породами тюменской ( $J_2tm$ ) и шеркалинской ( $J_1sk$ ) свит

### 3. Построение одномерной геомеханической модели для выбранной опорной скважины U9

Для построения одномерной геомеханической модели, как уже упоминалось в главе входные данные, необходимо большое количество исходных данных. Большинство расчетов ведется при использовании данных полученных в результате геофизического исследования скважин, а именно базируясь на кривых времени пробега акустических волн, а также замерах плотностного каротажа. Как результат возникает необходимость создания зависимостей, позволяющих восстановить кривые, перечисленных выше каротажей, в интервалах их отсутствия (0-650м для скважины U9). Помимо этого в ранее выбранной аварийной скважине (U52), данные каротажи были произведены не по всей длине скважины (3675-3780 м), в связи с этим методы восстановления, основанные на аппроксимации имеющихся кривых до отметки поверхности земли не применимы в результате их высокой погрешности.

#### 3.1 Петрофизические расчеты

##### 3.1.1 Создание синтетической кривой времени пробега акустических волн

Существует множество способов восстановления кривых акустического каротажа. Наиболее простой в применении базируется на поиске зависимости между значениями нейтрон-гамма каротажа и значениями акустического и/или плотностного каротажей. К сожалению, данный метод не показал хорошую сходимость перечисленных выше значений между собой, как следствие был исключен для дальнейшего рассмотрения.

Для создания синтетических кривых акустического каротажа было принято решение использовать методику Заляева (формула 1) и уравнение Фауста (формула 2).

$$dT_p = a * \ln(NKTM) + b \quad (1)$$

$$dT_p = a * (\text{Depth} * R_t)^b \quad (2)$$

Методика Заляева основана на зависимости времени пробега акустической волны от показания нейтронных каротажей. При этом нормировочные коэффициенты подбирались отдельно для каждого литотипа (рис.6-10). Сравнивались значения нейтронного и акустического каротажей в интервалах их присутствия в опорной скважине U9.

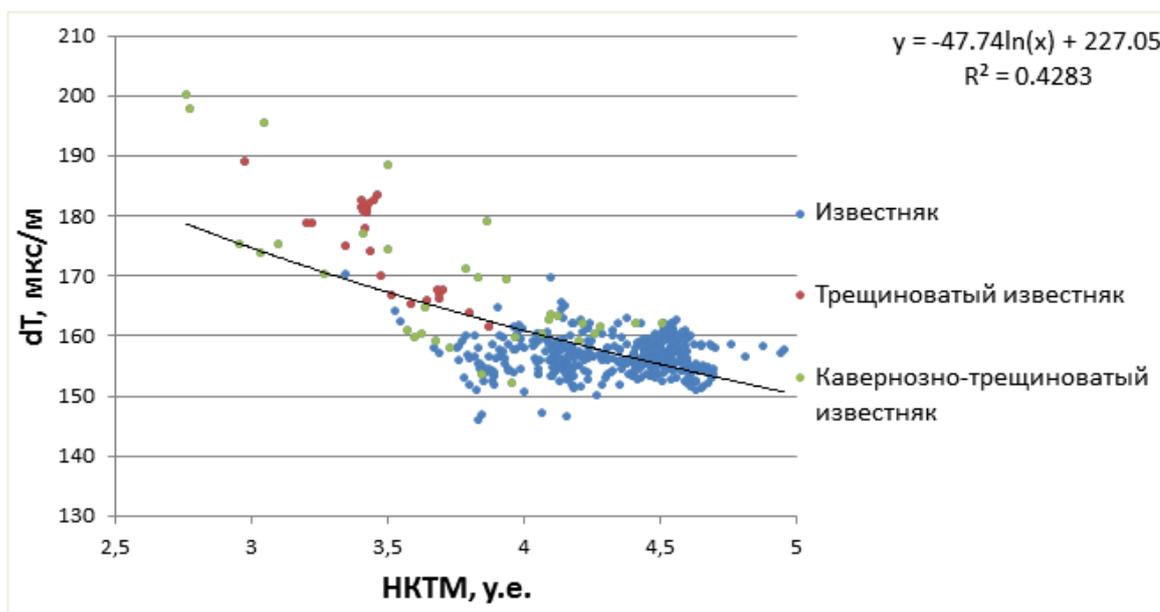


Рисунок 6. Зависимость акустического каротажа от значений нейтронного каротажа для известняков, трещиноватых и трещиновато-кавернозных известняков

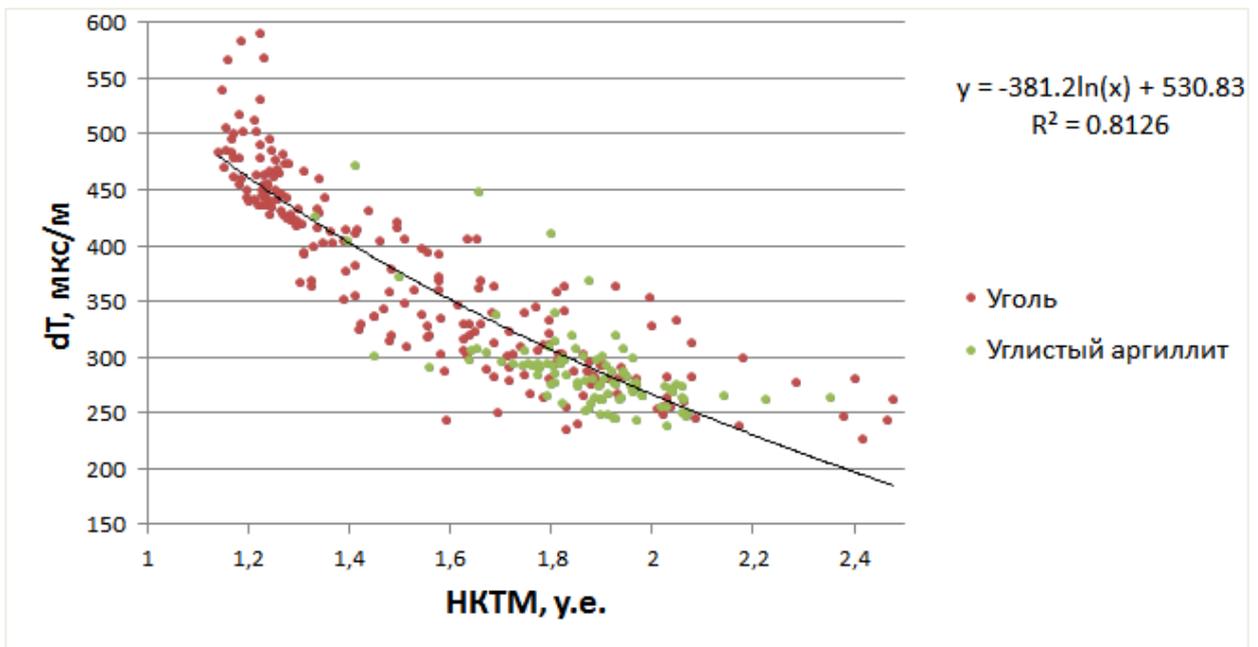


Рисунок 7. Зависимость акустического каротажа от значений нейтронного каротажа для Углей и Углистого аргиллита

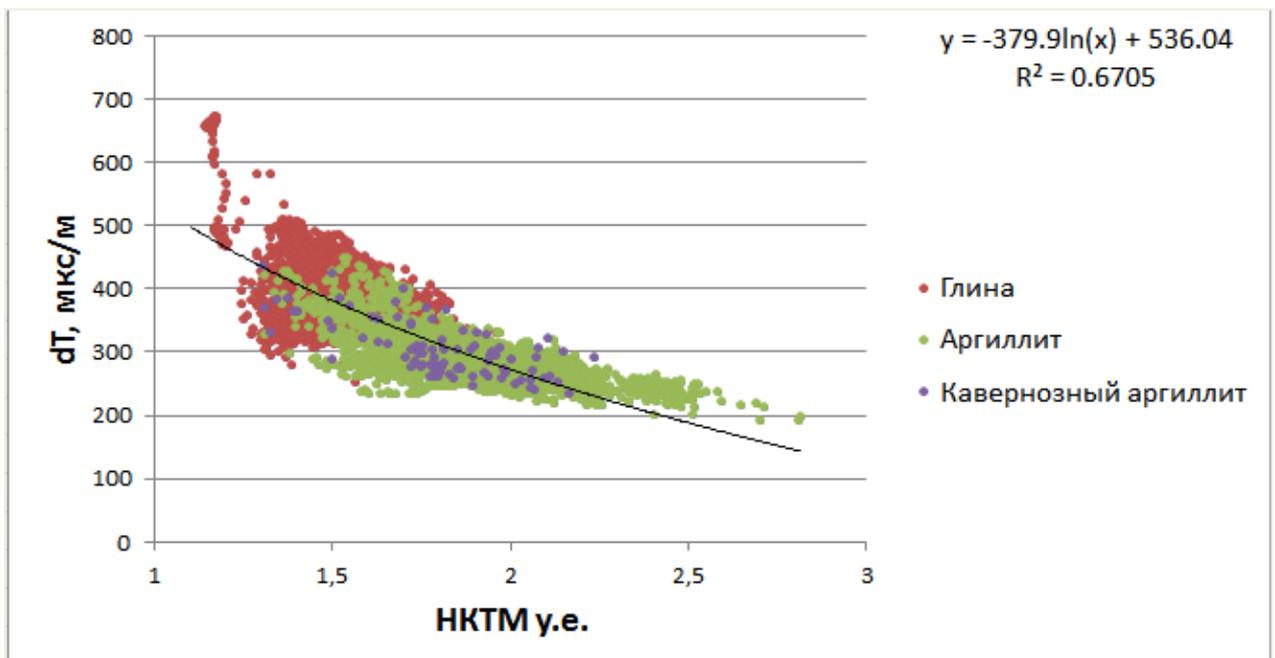


Рисунок 8. Зависимость акустического каротажа от значений нейтронного каротажа для глин, аргиллита и кавернозного аргиллита

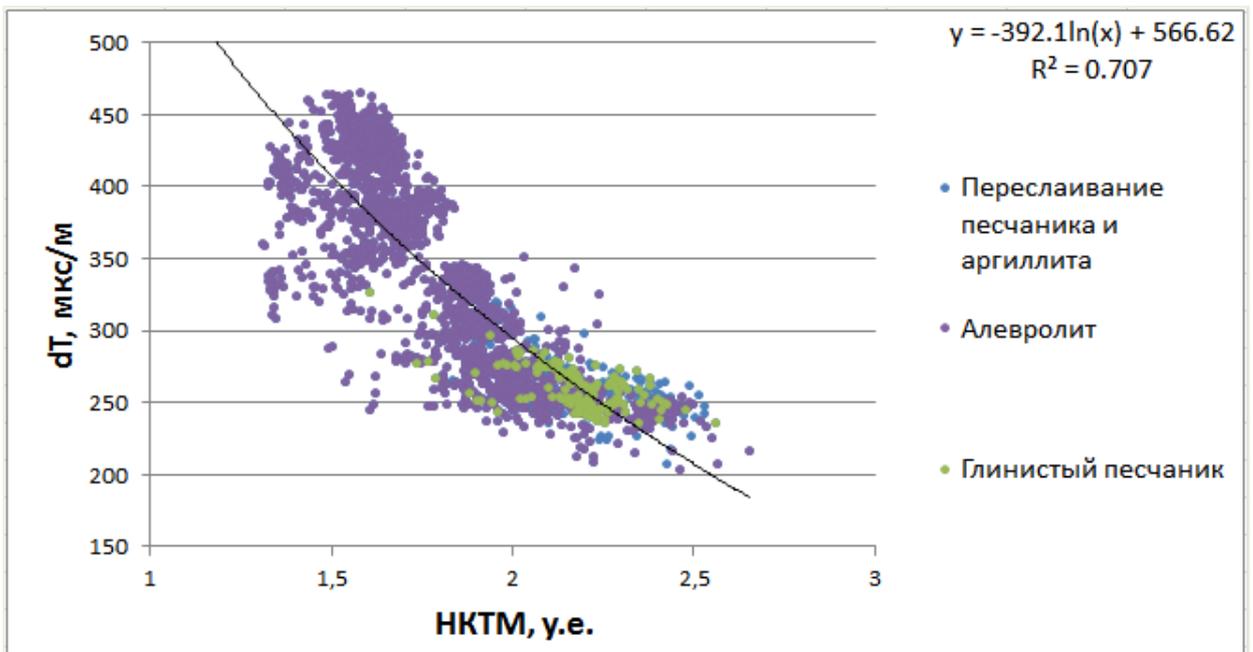


Рисунок 9. Зависимость акустического каротажа от значений нейтронного каротажа для переслаивания песчаника и аргиллита, алевролита, глинистого песчаника

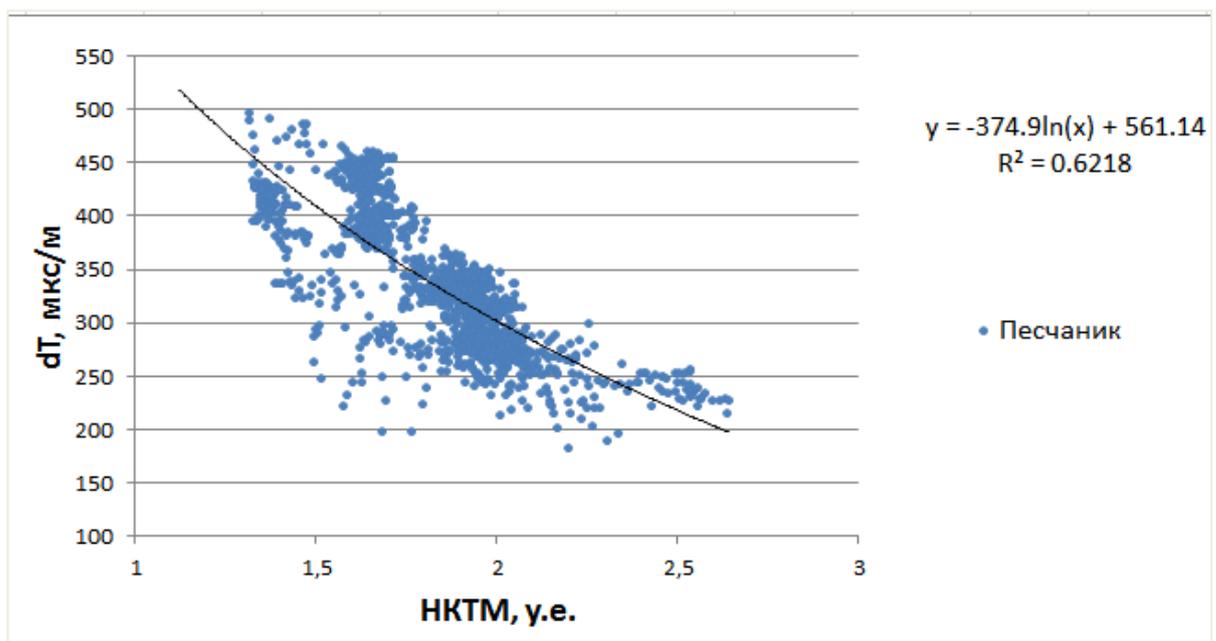


Рисунок 10. Зависимость акустического каротажа от значений нейтронного каротажа для песчаника

Уравнение Фауста применялось для восстановления акустического каротажа для пород коры выветривания (рис. 11), в связи с тем фактом, что зависимость, полученная при использовании методики Заляева, показала низкую сходимость. Данное уравнение основано, на зависимости изменения времени пробега акустической волны от удельного электрического сопротивления породы.

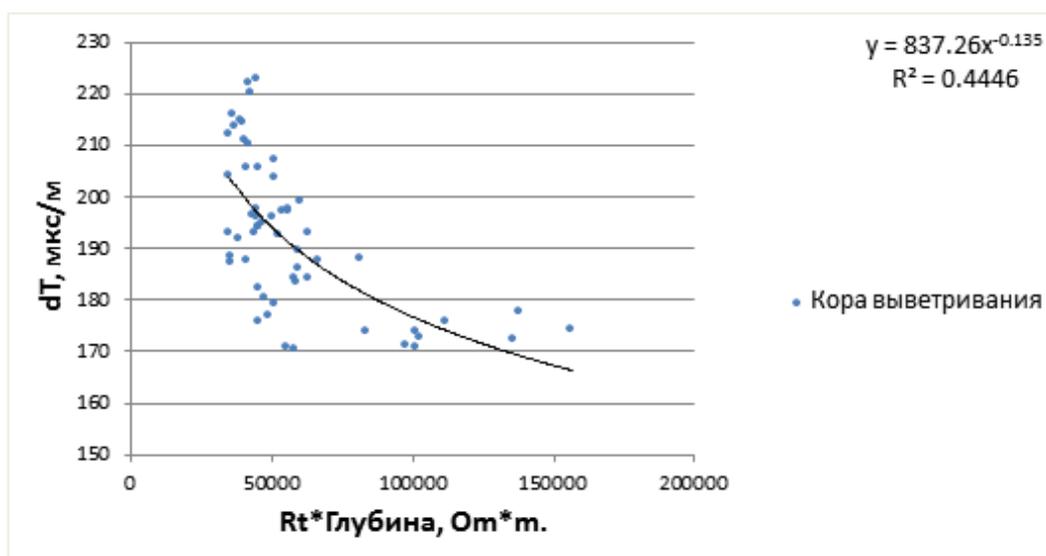


Рисунок 11. Зависимость акустического каротажа от значений удельного электрического сопротивления умноженного на глубину

В результате применения вышеописанных зависимостей была построена синтетическая кривая акустического каротажа, которую можно видеть на рисунке 12.

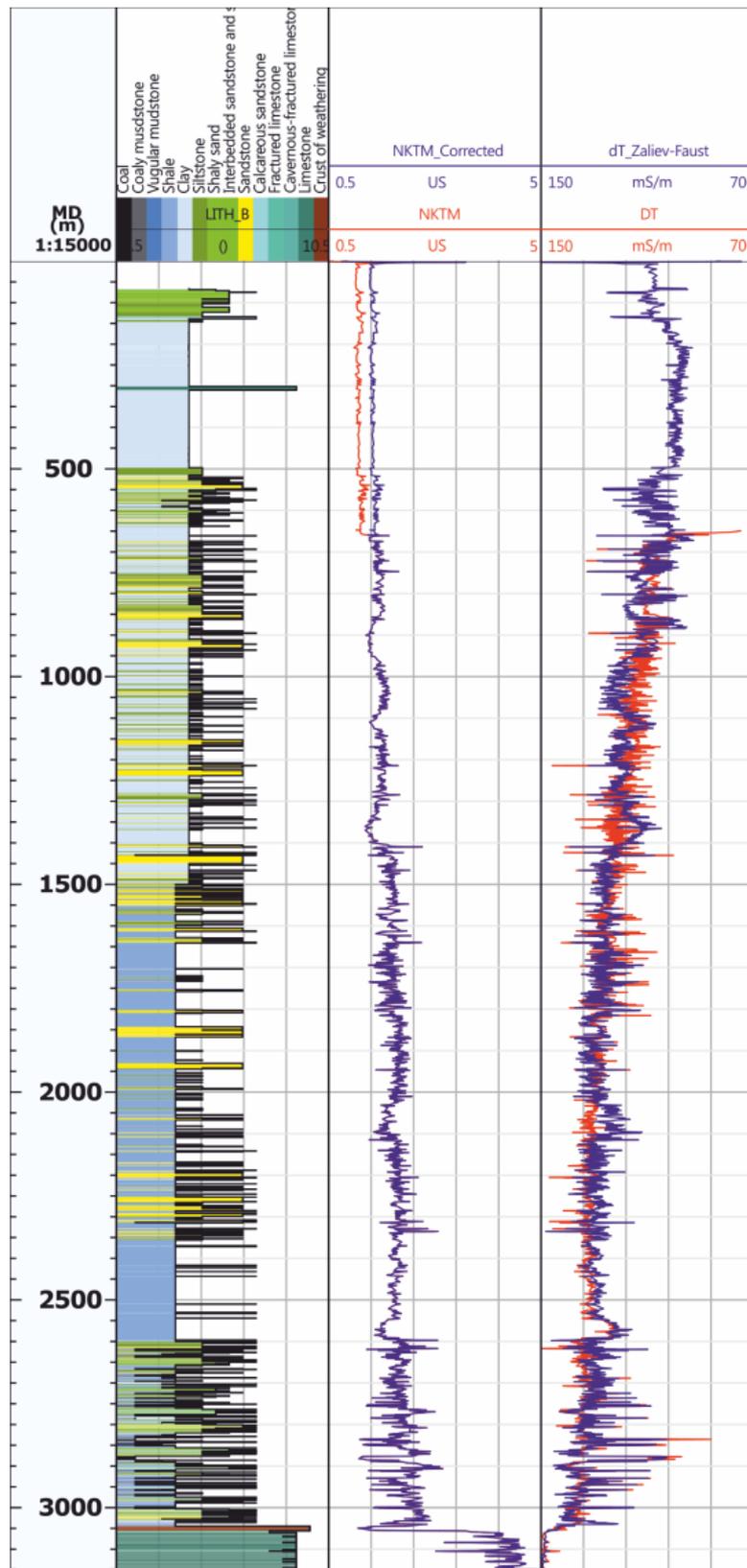


Рисунок 12. Синтетическая кривая акустического каротажа и кривая нейтронного каротажа

### 3.1.2 Создание синтетической кривой плотностного каротажа

Плотностной каротаж, также как и акустический каротаж необходим на всем интервале скважины, в связи с тем, что применяется для расчета вертикального напряжения (для получения литостатического давления).

Создание синтетического плотностного каротажа базировалось на уравнении Гарднера-Кастаньи (формула 3). Данное уравнение описывает взаимосвязь скорости распространения продольной акустической волны с плотностью породы.

$$\rho = a \cdot V_p^2 + b \cdot V_p + c \quad (3)$$

Для получения нормировочных коэффициентов, также как и в создании синтетической акустической кривой, отложения были разделены на литотипы. Результатом чего было определение зависимостей, позволяющих восстановить плотностной каротаж для определенного типа пород (рис. 13-19).

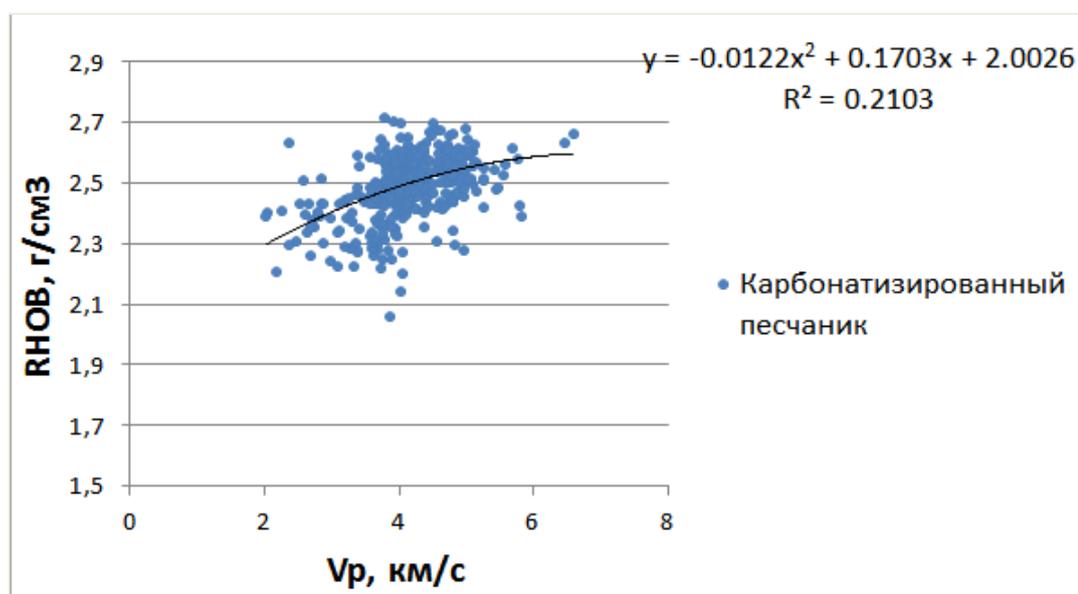


Рисунок 13. Зависимость плотностного каротажа от значений скорости пробега продольной волны для карбонатизированных песчаников

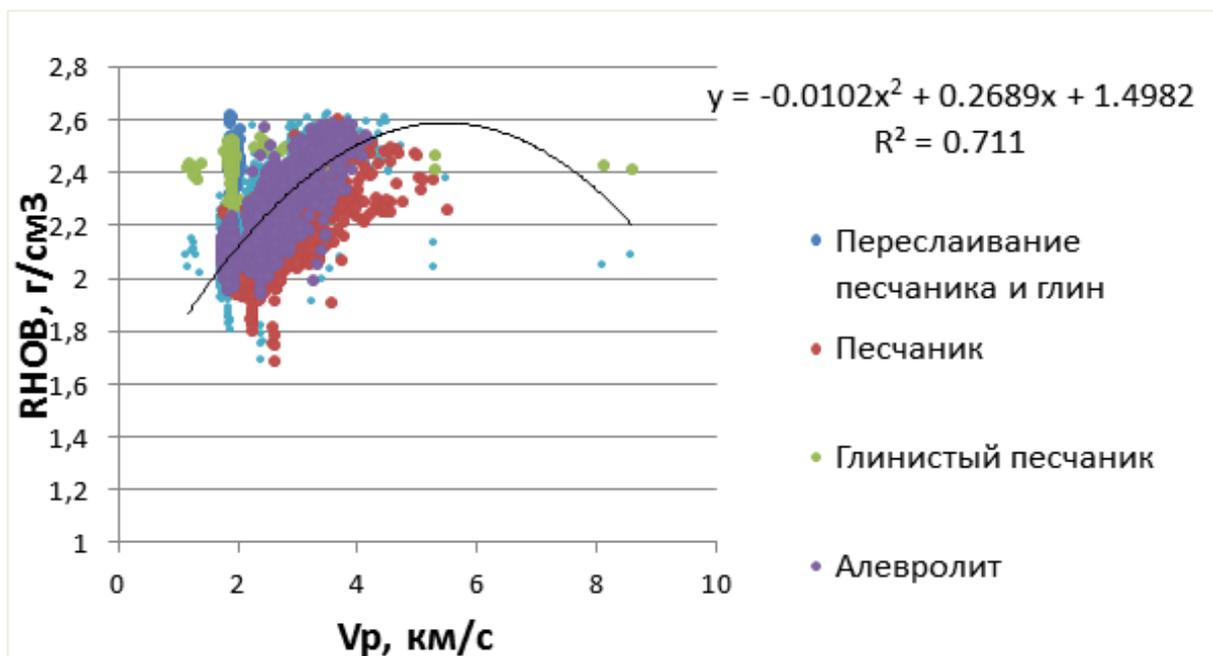


Рисунок 14. Зависимость плотностного каротажа от скорости пробега продольной волны для переслаивания песчаников и глин, для песчаника, глинистого песчаника и алевролита

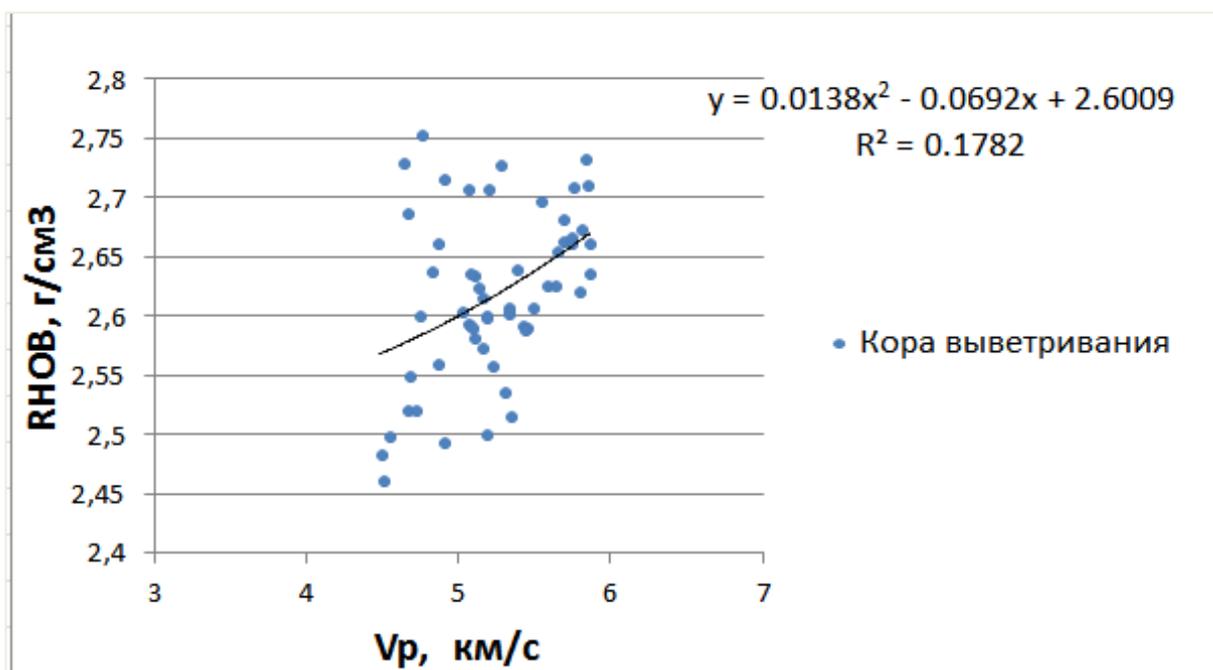


Рисунок 15. Зависимость плотностного каротажа от скорости пробега продольной волны для отложений коры выветривания

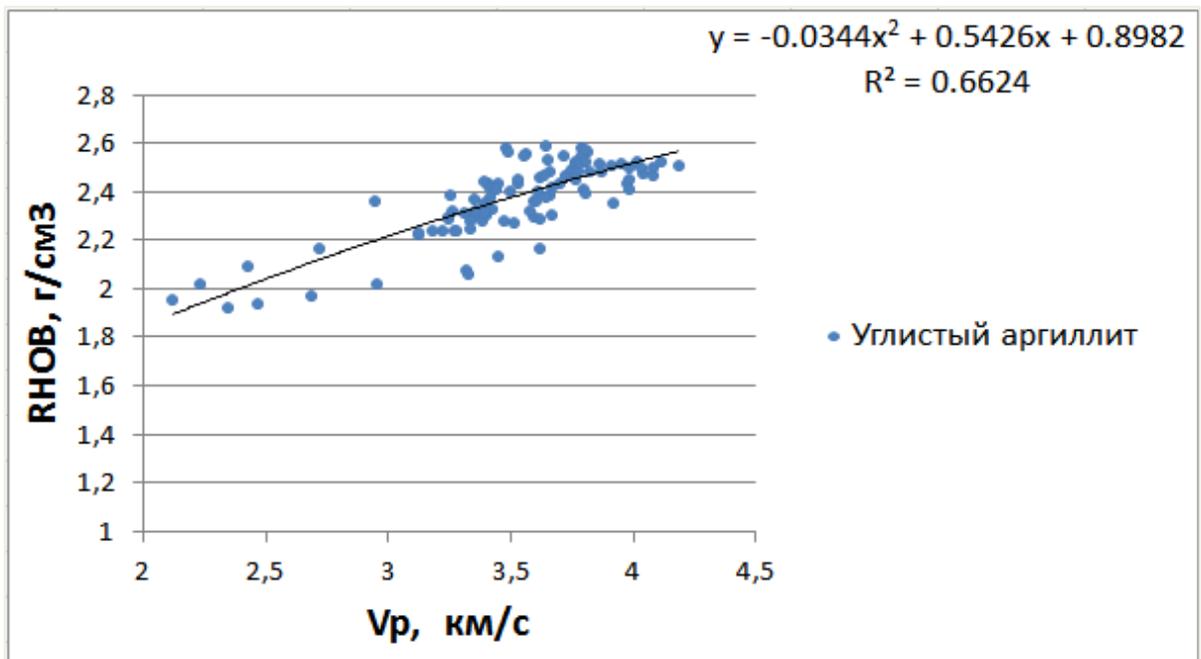


Рисунок 16. Зависимость плотностного каротажа от скорости пробега продольной волны для отложений углистого аргиллита

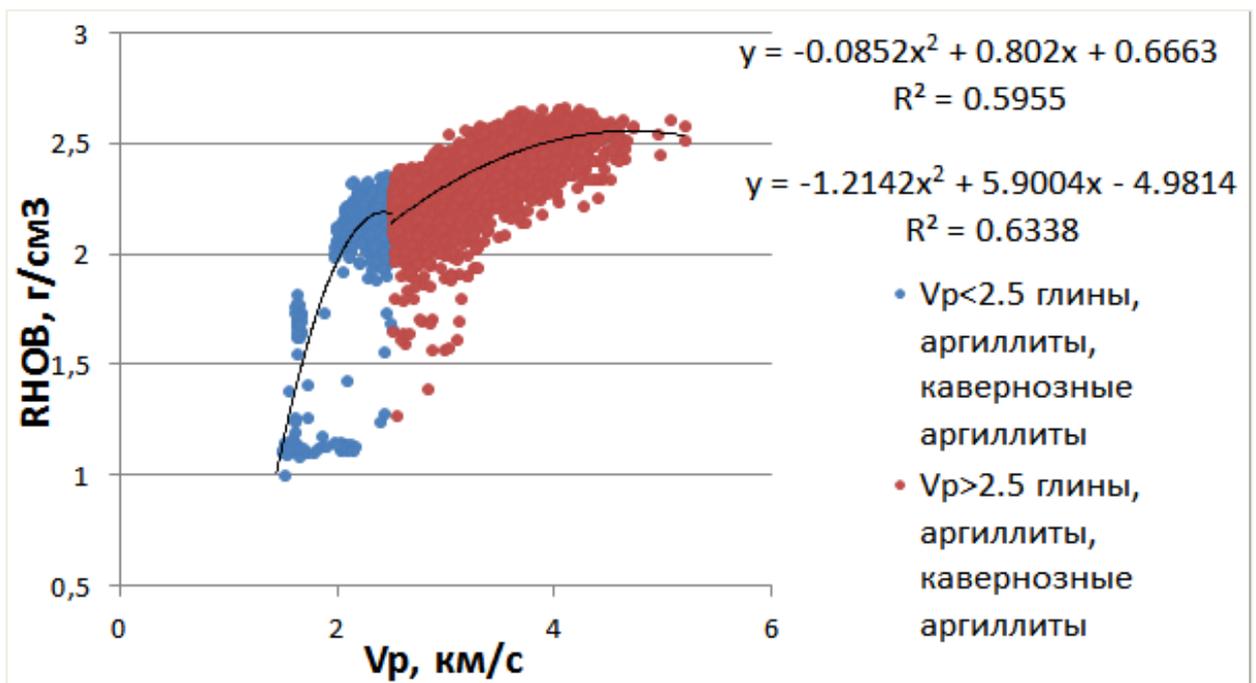


Рисунок 17. Зависимость плотностного каротажа от скорости пробега продольной волны для глины, аргиллита и кавернозного аргиллита

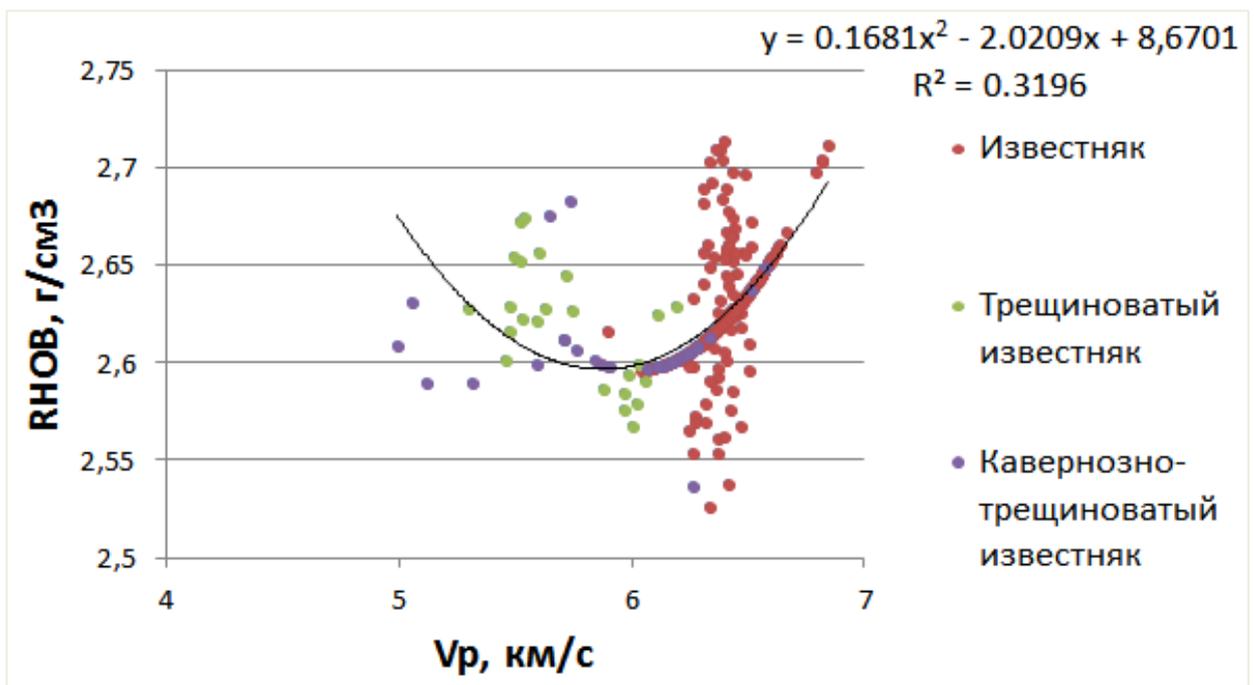


Рисунок 18. Зависимость плотностного каротажа от скорости пробега продольной волны для известняка, трещиноватого и кавернозно-трещиноватого известняка

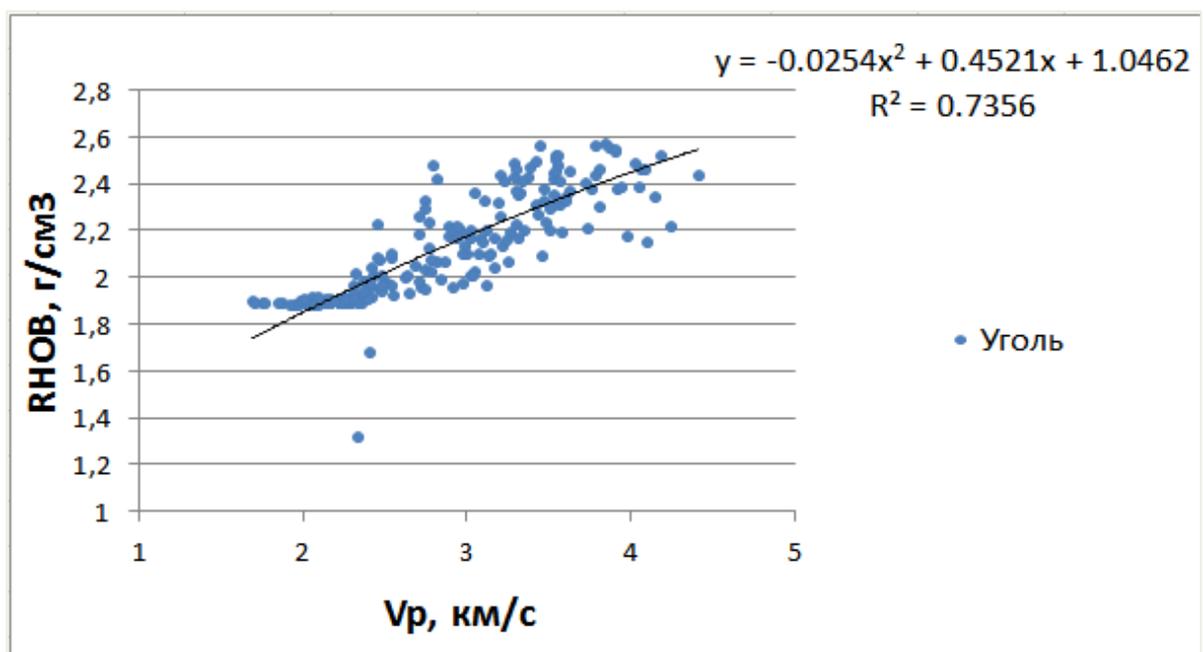


Рисунок 19. Зависимость плотностного каротажа от скорости пробега продольной волны для угля

В качестве проверки кривые синтетического плотностного каротажа и исходного плотностного каротажа были вынесены на один планшет (рис.20), что позволило удостовериться в адекватности применяемых зависимостей.

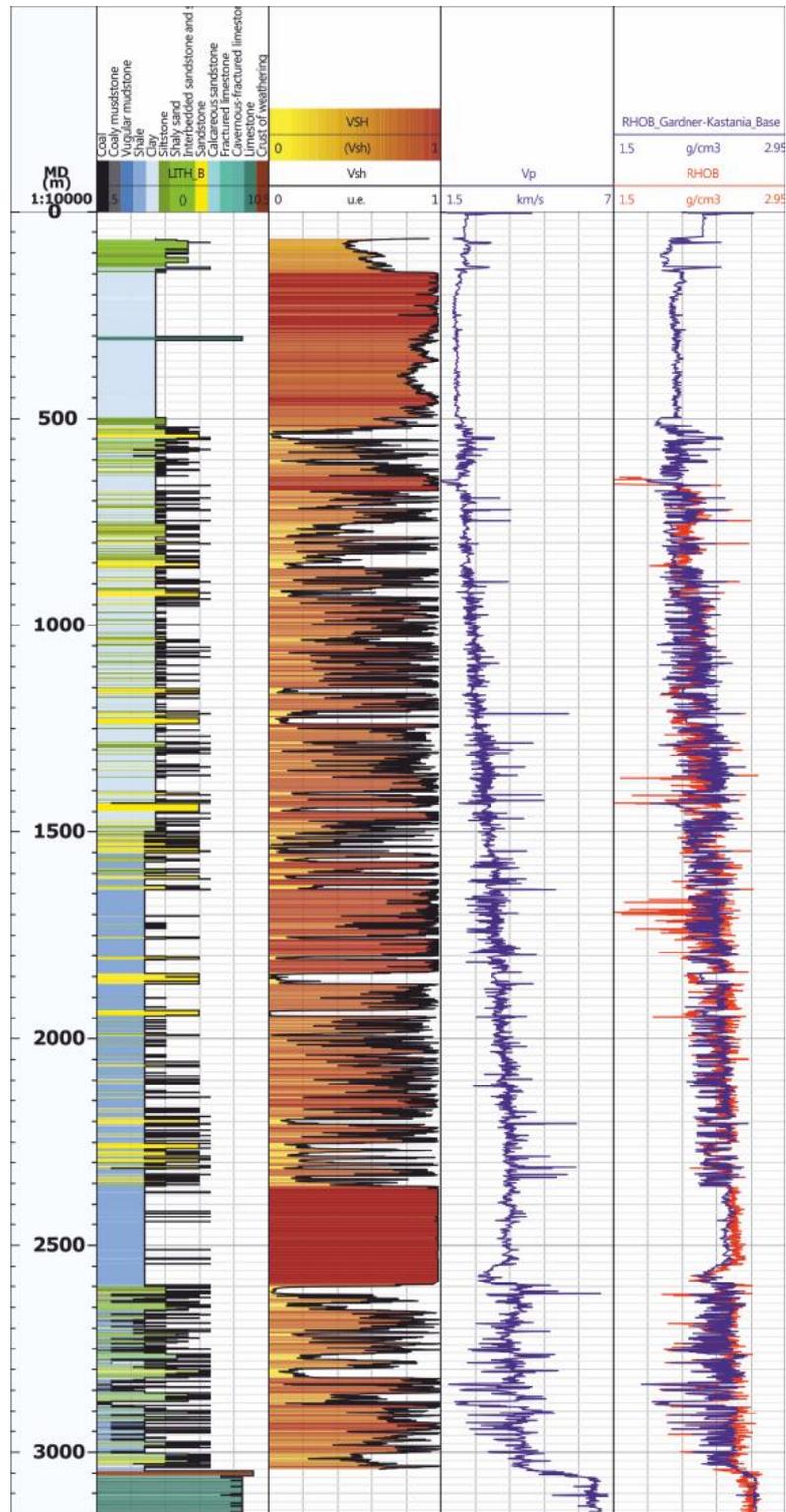


Рисунок 20. Синтетическая кривая плотностного каротажа и кривая скорости пробега продольной акустической волны

### 3.1.3 Преобразование скорости пробега продольной волны в скорость пробега поперечной волны

Расчет значений скорости поперечной волны очень важен для построения геомеханической модели, в связи с применением последней при получении механических характеристик горной породы, таких как модуль Юнга и коэффициент Пуассона.

Преобразовать скорость продольной волны в скорость поперечной волны позволяет уравнение Гринберга-Кастаньи. Данная формула 4 связывает две переменные путем применения поправочных коэффициентов. Гринберг-Кастаньи предлагают использовать нормировочные коэффициенты, которые представлены в таблице 4.

$$V_s' = a \cdot V_p^2 + b \cdot V_p + c \quad (4)$$

Таблица 4. Нормировочные коэффициенты Гринберга-Кастаньи

Литология					a	b	c
Известняк					-0.0551	1.01677	-1.0305
Глина	Аргиллит	Кавернозный аргиллит			0	0.7697	-0.8674
Пересл. песч и глины	Глинист. песч	Алевролит	Песчаник	Карб-ый. песчаник	0	0.8416	-0.8559

Помимо рекомендованных коэффициентов были подобраны нормировочные коэффициенты для пород, не рассматриваемых ранее Гринбергом и Кастаньи. Для этого был проанализирован фонд скважин, в которых присутствовали замеры скорости пробега поперечной волны. К сожалению, данные измерения проводились не по всему интервалу скважины, однако их было достаточно для получения отсутствующих коэффициентов (рис. 21 - 23)

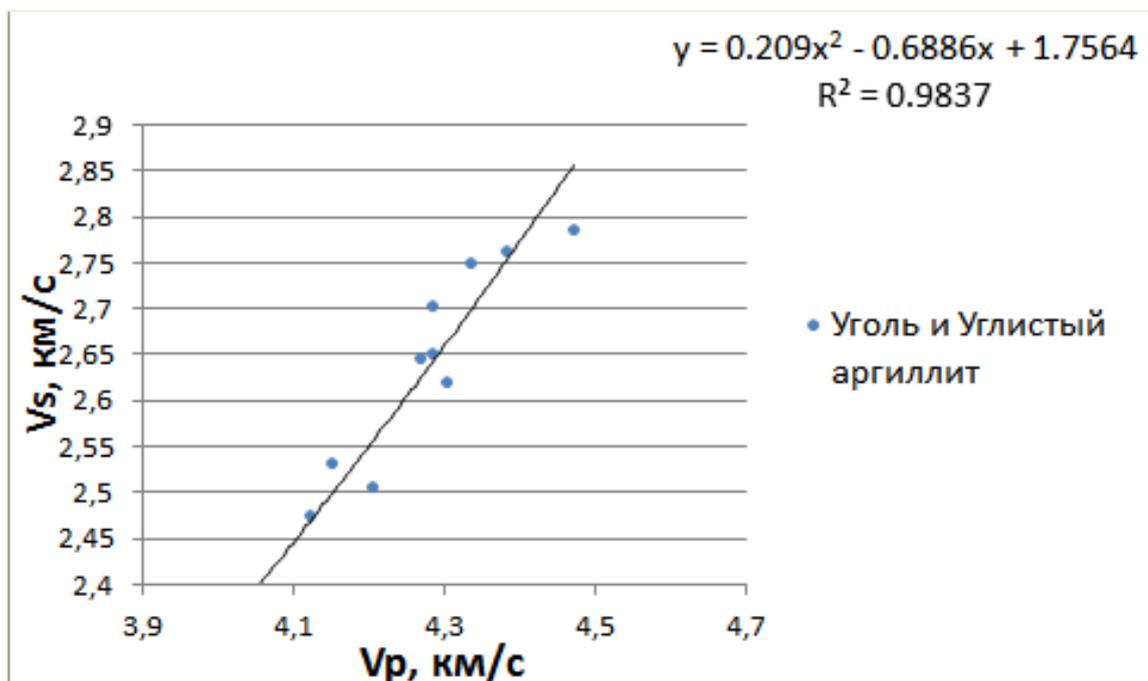


Рисунок 21. Зависимость скорости поперечной волны от скорости продольной волны для углистых аргиллитов и углей

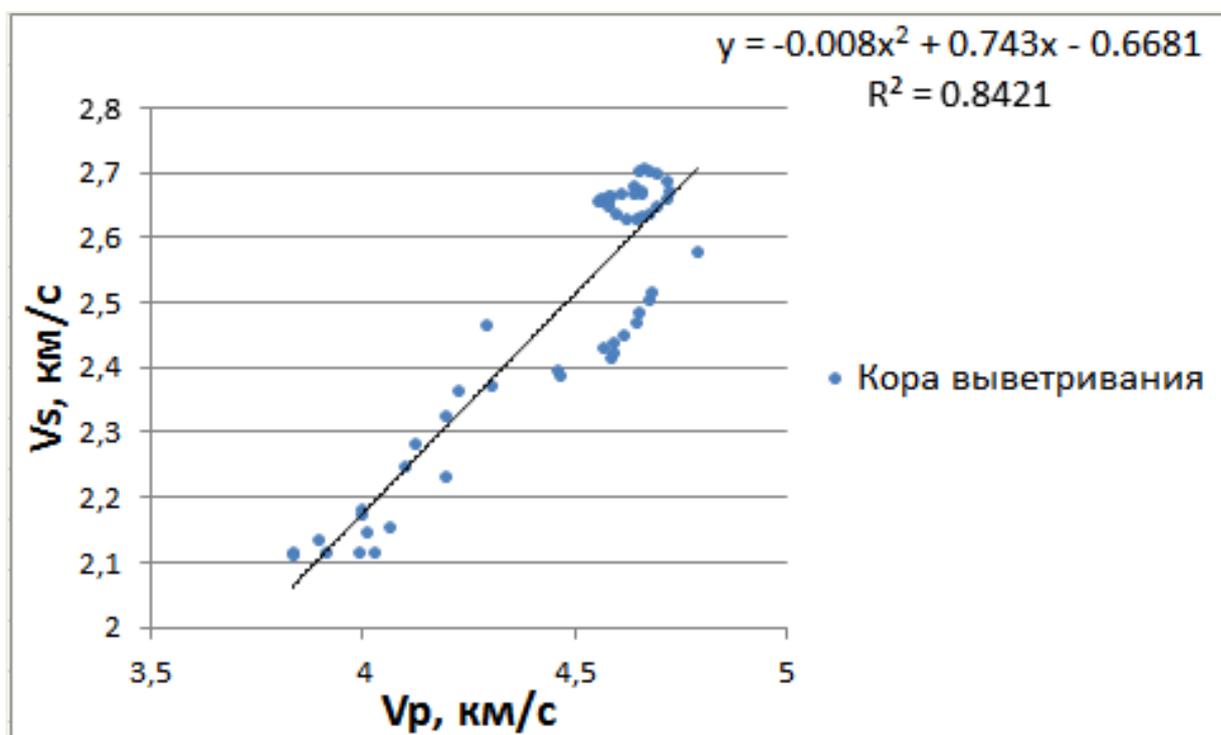


Рисунок 22. Зависимость скорости поперечной волны от скорости продольной волны для отложений коры выветривания

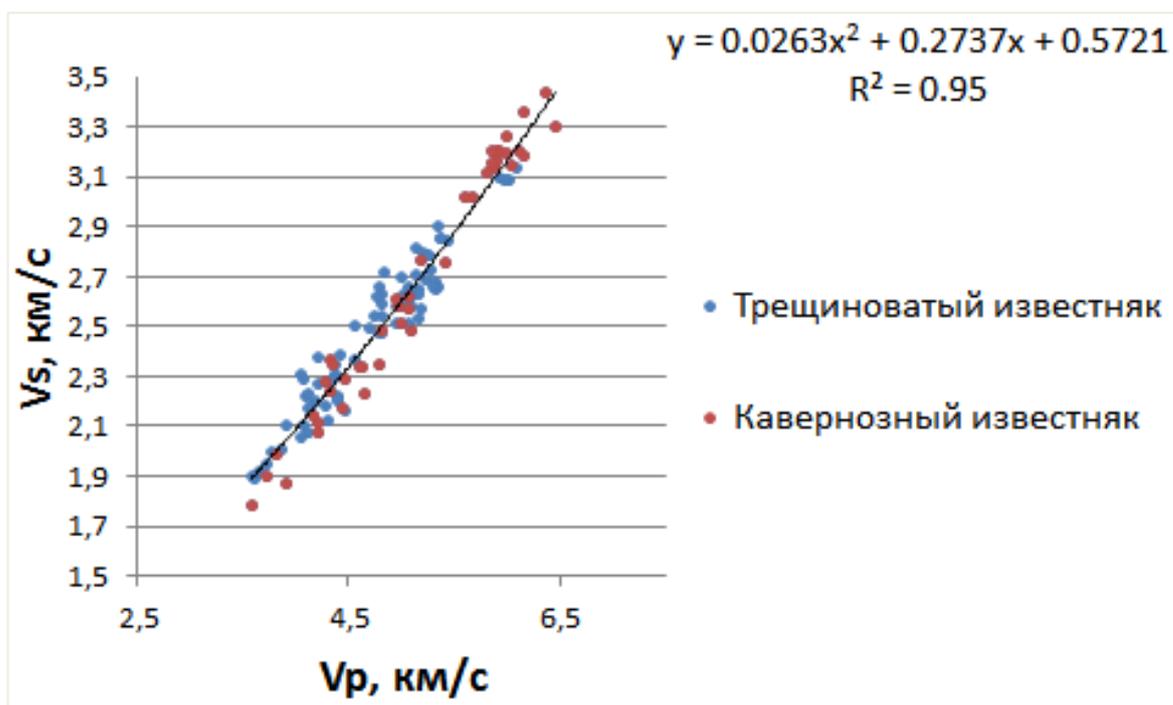


Рисунок 23. Зависимость скорости поперечной волны от скорости продольной волны для трещиноватых и кавернозных известняков

При создании синтетической кривой скорости распространения поперечной волны также учитывалось влияние глинистой составляющей, путем использования формулы 5, которая позволяет учесть скорость проходки поперечной волны в глинах.

$$V_s = V_s' * (1 - V_{sh}) + V_{sh} * V_{s\_sh} \quad (5)$$

Для корректного использования, приведенной выше формулы, необходимо было получить тренд изменения скорости поперечной волны в зависимости от глубины, для этого был построен график (рис. 24)

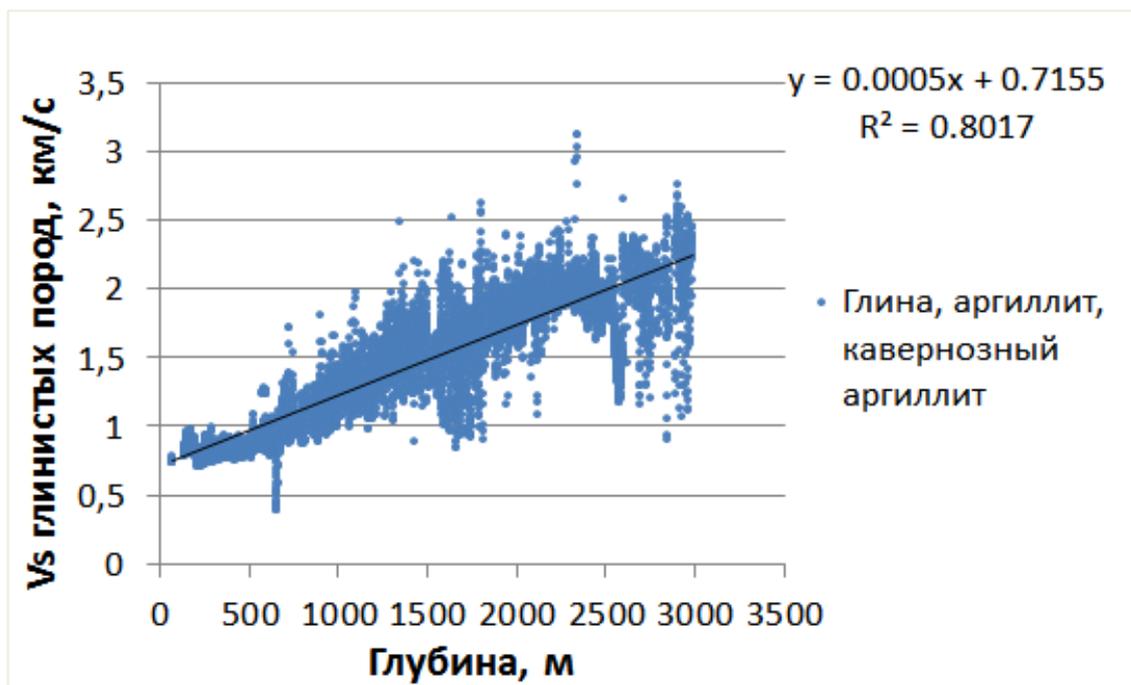


Рисунок 24. Изменение скорости пробега поперечной волны от глубины в глинистых отложениях

В результате проведенных расчетов были получена кривая изменения скорости поперечной волны в зависимости от литологии и глубины (рис. 25)

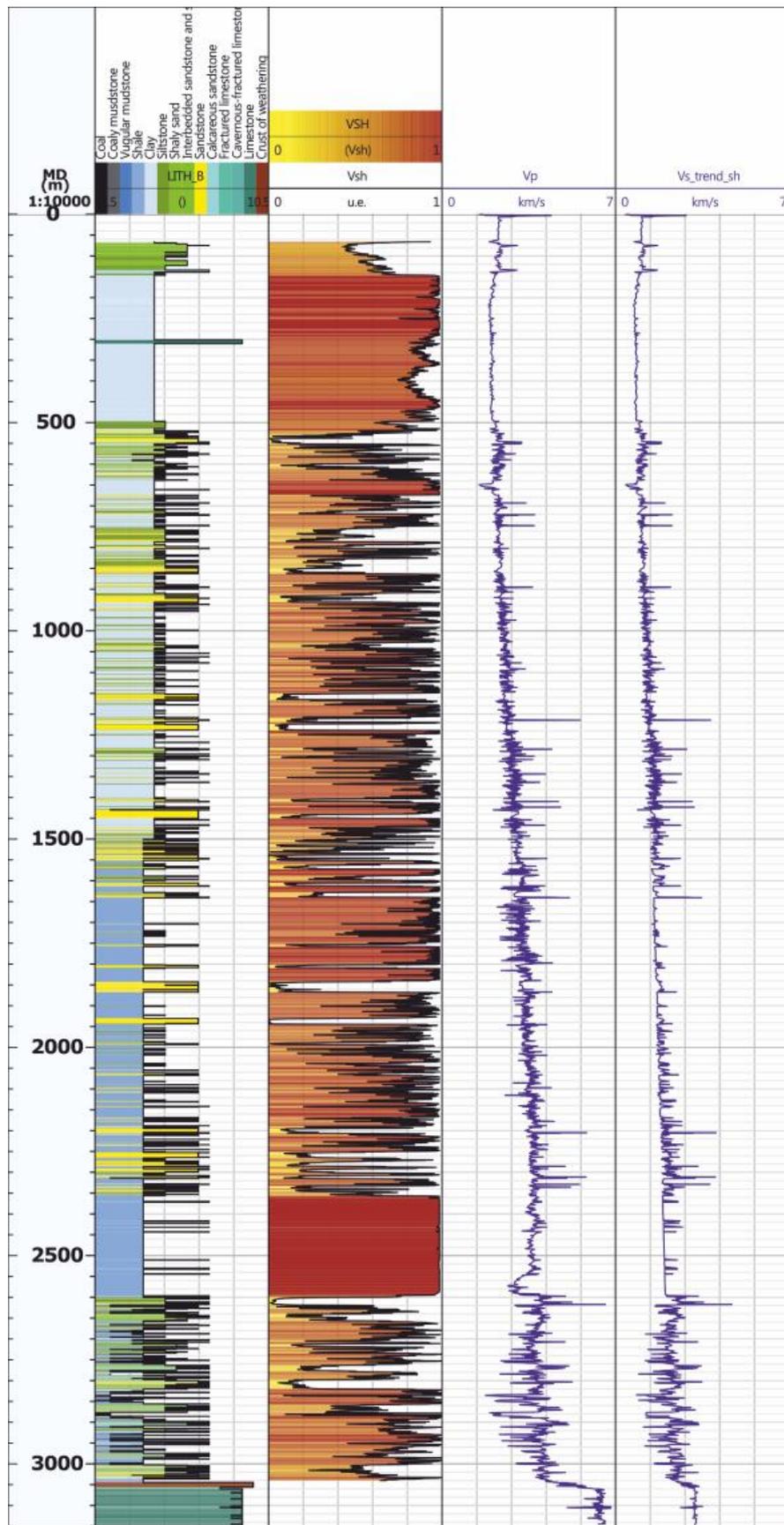


Рисунок 25. Синтетическая кривая скорости пробега поперечной волны и кривая скорости пробега продольной волны

## 3.2 Определение механических свойств пород

### 3.2.1 Определение модуля Юнга и коэффициента Пуассона

Первым шагом в геомеханическом моделировании является определение механических свойств горной породы. При этом модуль Юнга и коэффициент Пуассона идеально характеризуют механические характеристики пород.

Значения динамического модуля Юнга (ГПа) и коэффициента Пуассона (у.е.), можно получить, используя формулы 6-7. Динамическими называются в связи с тем, что получены по данным из каротажей. Рекомендуется их перевод в статические значения, что означает привязку к значениям модуля Юнга и коэффициента Пуассона к керновым значениям. В связи с отсутствием геомеханических исследований, проводимых на образцах керна, перевод динамических в статические значения невозможен. (Lisa Song, 2012)

$$E_{\text{dyn}} = \frac{\rho(V_s)^2 (9(V_p)^2 - 4(V_s)^2)}{(V_p)^2 - (V_s)^2} \quad (6)$$

$$\nu_{\text{dyn}} = \frac{(V_p)^2 - 2(V_s)^2}{2((V_p)^2 - (V_s)^2)} \quad (7)$$

В результате применения вышеприведенных формул были построены кривые модуля Юнга и коэффициента Пуассона (рис 26). Коэффициент Пуассона варьирует в приемлемом диапазоне (для песчаника 0,18 – 0,4, для алевролита – 0,2 – 0,28, для аргиллита – 0,26 – 0,4, для известняка – в районе 0,31), что подразумевает корректно проведенный расчет на предыдущих этапах.

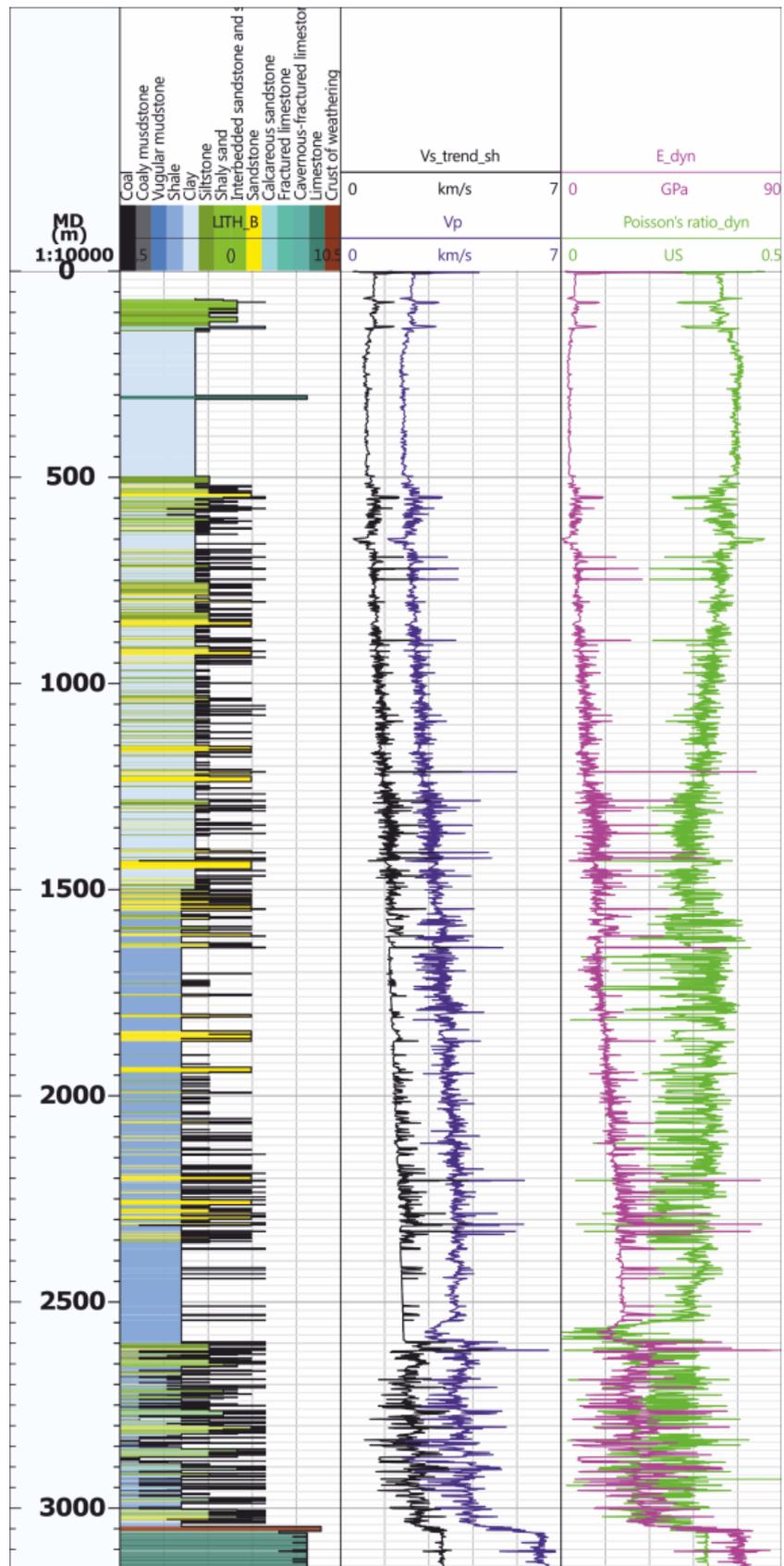


Рисунок 26. Рассчитанные значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона

### 3.2.2 Расчет прочности породы на одноосное сжатие

Третий, но не последней по важности показатель, характеризующий геомеханические свойства породы – прочность породы на одноосное сжатие. В лабораторных условиях определяется путем постепенного увеличения вертикального напряжения на образец породы. При этом обжимающее давление остается неизменным – атмосферному. Прочность породы на одноосное сжатие определяется в критический момент нагрузки, увеличение которой приведет к разрушению породы.

К сожалению геомеханические исследования на образцах керна для отложений данного месторождения проведены не были. В связи с этим стоит задача выбора оптимальных эмпирических зависимостей, применения которых позволит получить значения прочности породы на одноосное сжатие.

Оптимальными эмпирическими зависимостями являются те зависимости, результат применения которых отвечает реальной геологической ситуации. В данном случае смоделированная геомеханическая модель сравнивалась с показателями каверномера. В связи с тем, что одной из основных задач моделирования одномерной геомеханической модели является определения стабильности стенок скважины в процессе бурения, что означает возможность прогнозирования обвалов в стволе скважины и как следствие увеличение диаметра скважины.

В таблице 5 приведены оптимальные эмпирические зависимости, примененные в данной работе. При этом были учтены некоторые тонкости данных эмпирических зависимостей, связанные с природой отложений для которых они впервые были выведены (в таблице 5 они представлены в столбце комментарии)

Таблица 5 Оптимальные эмпирические зависимости

Литология	Уравнение		Комментарии
Песчаник, Глинистый песчаник, Переслаивание песчаника и глины	Coates Denoo	$UCS = ((0.0866 \frac{E_{dyn}}{C_{dyn}} (0.008V_{sh} + 0.0045 (1 - V_{sh}))6894.76$	Vshale>30%
	Vernik et al. (1993)	$UCS = 254(1 - 2.7\varphi)^2$	Vshale<30%
Алевролит	McNally (1987)	$UCS = 1200\exp(-0.011\Delta t)$	
Карбонатизированный песчаник	Bradford et al. (1998)	$UCS = 2.28 + 4108.9E_{dyn}$	0.05< $\varphi$ <0.12
	C. Chang et al. (2006)	$UCS = 277\exp(-10\varphi)$	0.12< $\varphi$ <0.33
	Makesh Shanmukha Rao (2015)	$UCS = 0.0798\exp(0.0014V_p)$	$\varphi > 0.33$
Глины, Аргиллит, Кавернозный песчаник	Lashkaripour и Dusseault (1993)	$UCS = 1.001(\varphi^{-1.143})$	$\varphi < 0.1$
	Horsrud (2001)	$UCS = 2.922(\varphi^{-0.96})$	0.1< $\varphi$ <0.27
	C. Chang et al. (2006)	$UCS = 0.286(\varphi^{-1.762})$	$\varphi < 0.27$
Известняк, Трещиноватый известняк, Трещиновато- кавернозный известняк	Militzer и Stoll (1973)	$UCS = \frac{(\frac{25203.4}{\Delta t})^{1.82}}{145}$	Низкое значение UCS
Кора выветривания	C. Chang et al. (2006)	$UCS = 13.8(1000E_{dyn})^{0.51}$	
Уголь, углистый аргиллит	Makesh Shanmukha Rao (2015)	$UCS = 0.0798\exp(0.0014V_p)$	$V_p < 4$ км/с
		$UCS = 0.1401\exp(0.0012V_p)$	$V_p > 4$ км/с

Где UCS –прочность породы на одноосное сжатие (МПа),  $\varphi$  – пористость,  $E_{dyn}$  – динамический модуль Юнга (МПа),  $C_{dyn}$  –коэффициент объемного

сжатия (1/МПа),  $V_{sh}$  - глинистость,  $\Delta t$  – время пробега акустической волны (мкс/м),  $V_p$  – скорость продольной волны (км/с)

### 3.2.3 Расчет предела прочности породы при отрыве

Образование трещины отрыва описывается параметром прочности при отрыве (таблица 6). В данной работе носит больше символический характер. Определение параметра прочности базировалось на предположении о стойкости породы.

Таблица 6. Эмпирические зависимости для параметра прочности при отрыве

Литология	Уравнение	
Глина	Koifman & Chirkov (1963)	$BTS = UCS/8$
Аргиллит	Lashkaripour & Passaris (1995)	$BTS = (UCS-4.021)/11.13$
Кавернозный аргиллит		
Песчаник	Brook (1993)	$BTS = UCS/15$
Алевролит	Koifman & Chirkov (1963)	$BTS = UCS/12$
Переслаивание песчаника и глины		$BTS = UCS/11$
Глинистый песчаник		$BTS = UCS/16$
Карбонатизированный песчаник		
Известняк, Трещиноватый известняк, Трещиновато-кавернозный известняк	Rajabzadeh et. al (2012)	$BTS = (UCS-17.5)/5.86$
Кора выветривания	Farah (2011)	$BTS = (UCS+0.94)/5.11$
Уголь	Hassni et al. (1979)	$BTS = (UCS - 1.2)/10.5$
Углистый аргиллит		

Где  $BTS$  – предел прочности при отрыве (МПа),  $UCS$  - предел прочности на одноосное сжатие (МПа)

### 3.2.4 Расчет коэффициента внутреннего трения

Коэффициент внутреннего трения породы отвечает за текучесть вещества. Разность давлений должна быть тем больше, чем больше значение коэффициента внутреннего трения для того чтобы порода начала «течение». В работе применялись эмпирические формулы, приведенные в таблице 7

Таблица 7. Эмпирические формулы коэффициента внутреннего трения

Литология	Уравнение	Комментарии
Углистый аргиллит Уголь	$\text{Arcsin}((V_p-1000)/(V_p+1000))$ <p>Lal (1999)</p>	
Кора выветривания Трещиноватый известняк Кавернозно-трещиноватый известняк Известняк		
Глина Аргиллит Кавернозный аргиллит	$\text{Arcsin}((V_p-1000)/(V_p+1000))$ <p>Lal (1999)</p>	$V_p > 3\text{km/s}$
Глина Аргиллит Кавернозный аргиллит	$\text{Arctan}\left(\frac{(GR-GR_{sand})\cdot\mu_{shale}+(GR_{shale}-GR)\cdot\mu_{sand}}{(GR_{shale}-GR_{sand})}\right)$ <p>C. Chang et al. (2006)</p>	$V_p < 3\text{km/s}$
Переслаивание песчаника и аргиллита Глинистый песчаник Алевролит Песчаник Карбонатизированный песчаник	$\text{Arctan}\left(\frac{(GR-GR_{sand})\cdot\mu_{shale}+(GR_{shale}-GR)\cdot\mu_{sand}}{(GR_{shale}-GR_{sand})}\right)$ <p>C. Chang et al. (2006)</p>	

Где  $V_p$  – скорость пробега продольной волны (км/с),  $GR$  – замеренное значение радиоактивности породы (gAPI),  $GR_{sand}$  – значение радиоактивности, замеренное напротив чистых песчаников (gAPI),  $GR_{shale}$  – значение радиоактивности, замеренное напротив чистых глин (gAPI)

### 3.3 Определение горизонтального напряжения его направления и значения

#### 3.3.1 Получение направления горизонтального напряжения

Горизонтальное напряжение принято разделять на два ортогонально направленных вектора – минимальное горизонтальное и максимальное горизонтальное напряжение. Определение направления горизонтальных напряжений является одной из важнейших задач нефтяной индустрии. В связи с тем, что корректность определения направления данных напряжений напрямую влияет на интенсивность разработки месторождения (от выбора оптимальной сетки скважин и их расположения в пространстве, заканчивая грамотностью проведения геолого-технических мероприятий).

В работе применялись данные по пластовому микроимеджеру, ранее проинтерпретированному работниками Schlumberger, результатом работ которых было определение направленности трещин. Распространение трещин варьируют в диапазоне от ( $10^\circ - 40^\circ$ ) до ( $190^\circ - 220^\circ$ ), что совпадает с общим трендом максимального горизонтального напряжения наблюдаемого в Западной Сибири (рис. 27).

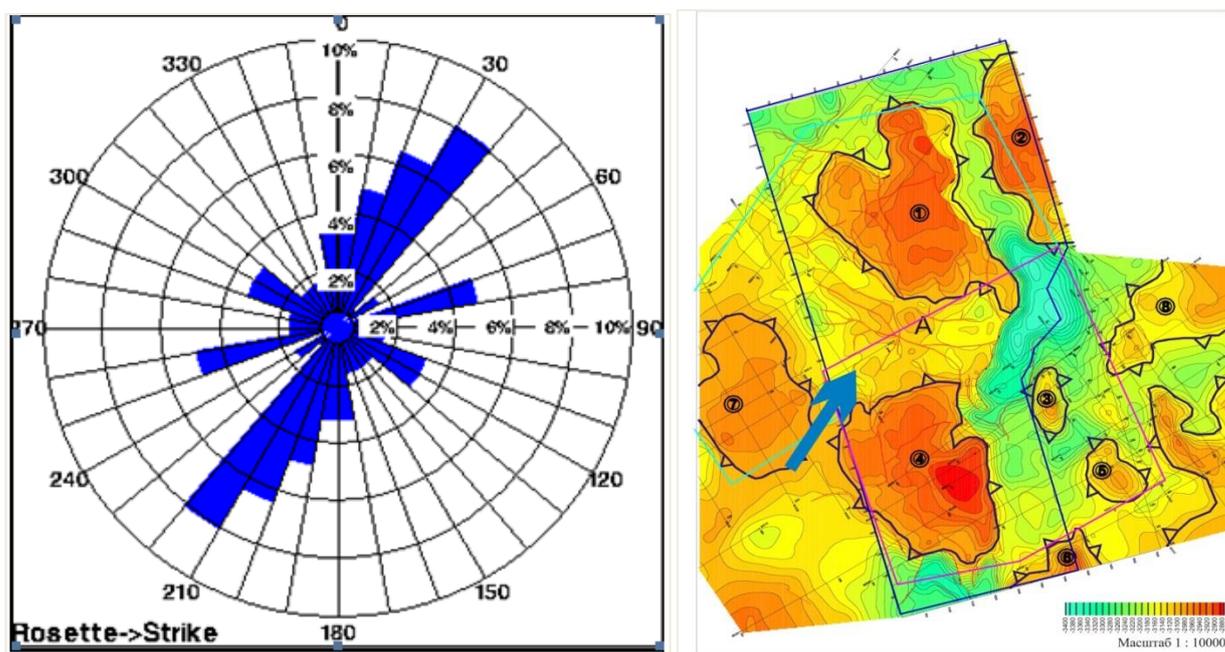


Рисунок 27. На розу диаграмм вынесены трещины, соответствуют направлению максимального стресса, согласно тектонической карте справа

Направление минимального горизонтального напряжения варьирует в диапазоне (100° - 130°) - (280° - 310°).

### 3.3.2 Расчет минимального и максимального горизонтальных напряжений

Получение значений минимального и максимального горизонтальных напряжений трудоемкий процесс, связанный с анализом ранее проведенных на месторождении гидроразрывов пластов, а именно информации полученной в результате мини-гидроразрыва пласта, такой как давление закрытия трещины. Также процесс расчета минимального горизонтального напряжения сопряжен с анализом гидродинамических исследований, а именно с определением пластового давления в пласте. Помимо всего выше перечисленного стояла необходимость выделения интервалов коллектора, для которых посредством уравнения, связывающего пористость и коэффициент Biot (отвечает за степень уплотнения породы), последний был рассчитан. К тому же в результате того, что гидродинамические исследования и проведенные гидроразрывы пластов осуществлялись в течении всей жизни месторождения стояла задача перевода полученных в результате данных исследований значений к исходным (до начала разработки) условиям.

Первым шагом был произведен расчет коэффициента Biot, посредством применения формулы Криефа (формула 8), которая связывает данный коэффициент с эффективной пористостью отложений.

$$\alpha = 1 - (1 - \phi_{eff})^{\frac{\alpha}{1-\phi_{eff}}} \quad (8)$$

Эффективная пористость подразумевает под собой наличие коллектора. Для интервалов не коллектора коэффициент Biot был принят 0.6, в результате анализа литературных данных.

Следующим шагом был расчет вертикального напряжения, который условно принят как литостатический и как следствие может быть получен в

результате применения формулы 9. В данной формуле применяется плотностной каротаж, который в главе «создание синтетической кривой плотностного каротажа» был восстановлен до поверхности земли. (Lisa Song, 2012)

$$S_v = \int_0^{TVD} \rho(TVD) * g * d(TVD) \quad (9)$$

Давление в поровом пространстве породы принято равным гидростатическому. Данное допущение связано с риском не обнаружения зон с аномально высоким пластовым давлением, которые могут наблюдаться на рассматриваемом месторождении, вследствие преимущественно глинистого состава отложений (неравномерное уплотнение пород). Пластовое давление рассчитывалось по формуле 10.

$$P_h = 1.00078 * g * TVD \quad (10)$$

Калибровка вышеприведенной формулы производилась на начальные пластовые условия (таблица 8). В некоторых интервалах пластов обнаружены повышенные значения пластового давления, причиной может служить как результат аномального пластового давления, так и не корректное приведение пластового давления к начальным условиям.

Таблица 8. Начальное пластовое давление

Глубина, м	Пластовое давление на начало разработки, МПа	Пласт
2763	27.3	Ю7
2751.75	27.19	Ю7
2834.35	35.3	Ю8
2856	29.86	Ю10
2906.5	36.6	Ю12
2935.05	32.9	Ю13
2955.1	29.7	Ю14
3004	30.96	Ю15
3048.08	32.5	М1

Следующим шагом в расчете минимального и максимального горизонтальных напряжений было приведение данных, полученных в результате проведения микро-гидроразрывов пластов к начальным условиям (таблица 9). В связи с тем, что если не проделать данную работу проводить сравнение значений давления закрытия трещины между собой будет не корректно. Для достижения поставленной задачи применялась формула 11

$$P_{\text{зак-коррект}} = P_{\text{зак}} + \frac{Biot(1-2\vartheta)}{(1-\vartheta)} (P_{\text{пл.нач}} - P_{\text{пл}}) \quad (11)$$

Таблица 9.Скорректированное давление закрытия трещины на начальные пластовые условия

№ скв	Пласт	TVD микро-ГРП, м	Дата ГРП	Рзак, МПа	$\vartheta$	Biot	Рпл, МПа	Рпл.нач, МПа	Рзак-коррект, МПа
U9	Ю7	2764.7	02.03.2012	8.2	0.15	0.6	27.3	27.32	8.21
U16	Ю7	2751.75	09.03.2012	9.7	0.15	0.6	25.9	27.19	10.34
U60	Ю7	2751.75	19.01.2013	34.8	0.15	0.6	23.5	27.19	36.62
U50	Ю8	2834.35	07.03.2012	13	0.15	0.6	35.3	35.3	13.0
U39	Ю10	2873.3	24.01.2013	39.29	0.15	0.55	29.8	29.86	39.32
U43	Ю10	2860.6	04.02.2012	10.1	0.15	0.55	27.6	29.86	11.12
U29	Ю12	2906.5	19.01.2012	14.7	0.15	0.55	36.6	36.6	14.7
U33	Ю13	2935.05	02.02.2012	12.4	0.15	0.5	32.9	32.9	12.4
U62	Ю14	2955.1	29.03.2016	43	0.2	0.5	29.7	29.7	43.0
U47	Ю14	2987.8	05.02.2012	43.1	0.15	0.5	37.3	37.3	43.1
U63	Ю15	3008.15	22.02.2017	40.7	0.24	0.5	29.4	30.96	41.23
U45	М1	3063.85	01.03.2013	38.9	0.25	0.15	19.19	32.5	40.23
U22	М1	3044.6	27.02.2013	39.9	0.22	0.3	24.47	32.5	41.63

Где TVD – абсолютная глубина проведения микро-ГРП, Рзак – замеренное давление закрытия трещины,  $\vartheta$  – коэффициент Пуассона, Biot - константа Biot, Рпл –пластовое давление на момент проведения ГРП, Рпл.нач – начальное пластовое давление, Рзак-коррект – давление закрытия трещины скорректированное к начальным условиям

Заключающим штрихом в выполняемом расчете минимального и максимального горизонтального напряжений является учет вклада тектонической составляющей в создаваемое горизонтальное напряжение. Для этого существует множество методов: 1) «Упрощенный метод» 2)Blanton

Olson метод 3) Метод вертикальной трансверсальной изотропии (VTI). Первые два подразумевают, что относительная деформация в породе происходит лишь в одном направлении (относительная деформация ортогонально первому направлению равна 0). Метод VTI учитывает относительную деформацию в обоих направлениях. Поскольку относительная деформация, сонаправленная максимальному горизонтальному стрессу, быть замерена не может, часто ее принимают равной двум значениям относительной деформации, происходящим по направлению минимального горизонтального стресса.

В данной работе применяется метод трансверсальной вертикальной изотропии с некоторыми допущениями: 1)  $\varepsilon_H = 2\varepsilon_h$ , 2)  $\vartheta_{vert} = \vartheta_{horz} = \vartheta$ , 3)  $E_{horz} = E_{vert} = E$ , 4)  $\varepsilon_h$  - является функцией от глубины. В результате преобразования уравнения «Упрощенного метода» выводится уравнение относительной деформации (формула 12). В результате расчета, значения относительной деформации варьируют в диапазоне от  $5.65 \cdot 10^{-7}$  до 0.00069 (таблица 10) (Lisa Song, 2012)

$$\varepsilon_h = \frac{P_{\text{зак-коррект}} - \left( \frac{E\vartheta}{E(1-\vartheta)} (S_v - Biot * P_{\text{пл.нач}}) + Biot * P_{\text{пл.нач}} \right)}{\frac{E + 2E * \vartheta}{1 - \vartheta^2}} \quad (12)$$

Таблица 10. Значения относительной деформации

№ скв	Пласт	TVD микро-ГРП, м	Рпл.нач. МПа	$\vartheta$	Biot	Sv, МПа	$E_{dyn}$ , МПа	$\varepsilon_h$
U60	J7	2751.75	27.19	0.15	0.6	60.3	28182	0.00069
U50	J8	2834.35	35.30	0.15	0.6	62.3	4130	0.00037
U39	J10	2873.3	29.86	0.15	0.55	63.2	33160	0.00064
U43	J10	2860.6	29.86	0.15	0.55	62.9	31440	$5.65 \cdot 10^{-7}$
U29	J12	2906.5	36.60	0.15	0.55	63.9	63830	$4.03 \cdot 10^{-5}$
U33	J13	2935.05	32.90	0.15	0.5	64.6	23940	$3.14 \cdot 10^{-5}$
U62	J14	2955.1	29.70	0.2	0.5	65	32580	0.00056
U47	J14	2987.8	37.30	0.15	0.5	65.8	34940	0.00068
U63	J15	3008.15	30.96	0.24	0.5	66.3	33710	0.00038
U45	M1	3063.85	32.50	0.25	0.15	67.7	69730	0.00016
U22	M1	3044.6	32.50	0.22	0.3	67.2	39610	0.00038

Где  $S_v$  – вертикальное напряжение,  $E_{dyn}$  - значение динамического модуля Юнга,  $\varepsilon_h$  - относительная деформация

В процессе перебора значений относительной деформации, в указанном диапазоне (от  $5.65 \cdot 10^{-7}$  до 0.00069), рассчитывалась кривая минимального горизонтального напряжения (по формуле 13) до тех пор, пока откорректированные значения давления закрытия трещины не совпали с рассчитанными значениями минимального горизонтального напряжения.

$$S_{h.min} = \frac{\nu}{(1-\nu)} (S_v - Biot * P_{пл.нач}) + Biot * P_{пл.нач} + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_h \frac{TVD}{TVD_{M-ГРП}} + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_H \frac{TVD}{TVD_{M-ГРП}} \quad (13)$$

В результате относительная деформация составила 0,000391. Применяя значения полученной относительной деформации, также позволило рассчитать кривую максимального горизонтального напряжения, применяя формулу 14. (Lisa Song, 2012)

$$S_{h.max} = \frac{\nu}{(1-\nu)} (S_v - Biot * P_{пл.нач}) + Biot * P_{пл.нач} + \frac{E}{1-\nu^2} \varepsilon_H \frac{TVD}{TVD_{M-ГРП}} + \frac{E\nu}{1-\nu^2} \varepsilon_h \frac{TVD}{TVD_{M-ГРП}} \quad (14)$$

Применение общего коэффициента относительной деформации по всему разрезу скважины и как следствие, учет вклада тектонической компоненты в горизонтальное напряжение, обосновано тем, что:

1) Отложения приурочены к одному и тому же структурно-формационному комплексу (осадочный чехол).

2) Осадочные породы мезазойского возраста накапливались в период плитной стадии развития с минимальными тектоническими движениями, в чем можно убедиться путем обнаружения разломов на картах отложений пластов Ю14-15 и Ю7 (рис. 28).

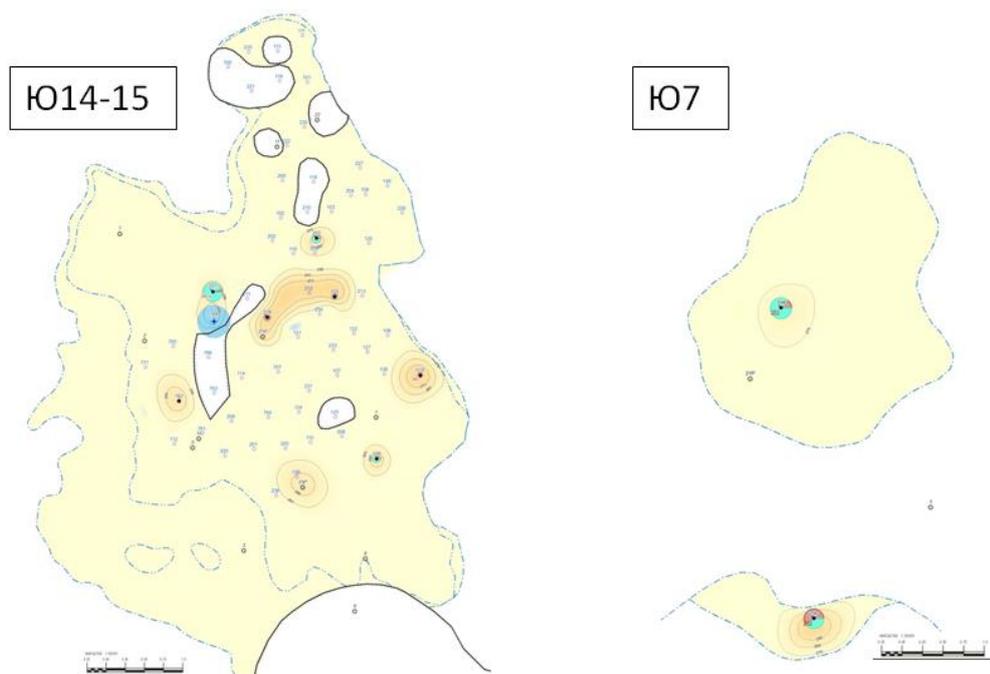


Рисунок 28. Карты изобар пластов Ю14-15 и Ю7 (Haliburton Digital, 2006)

Результат расчета минимального и максимального горизонтальных напряжений можно видеть на рисунке 29.

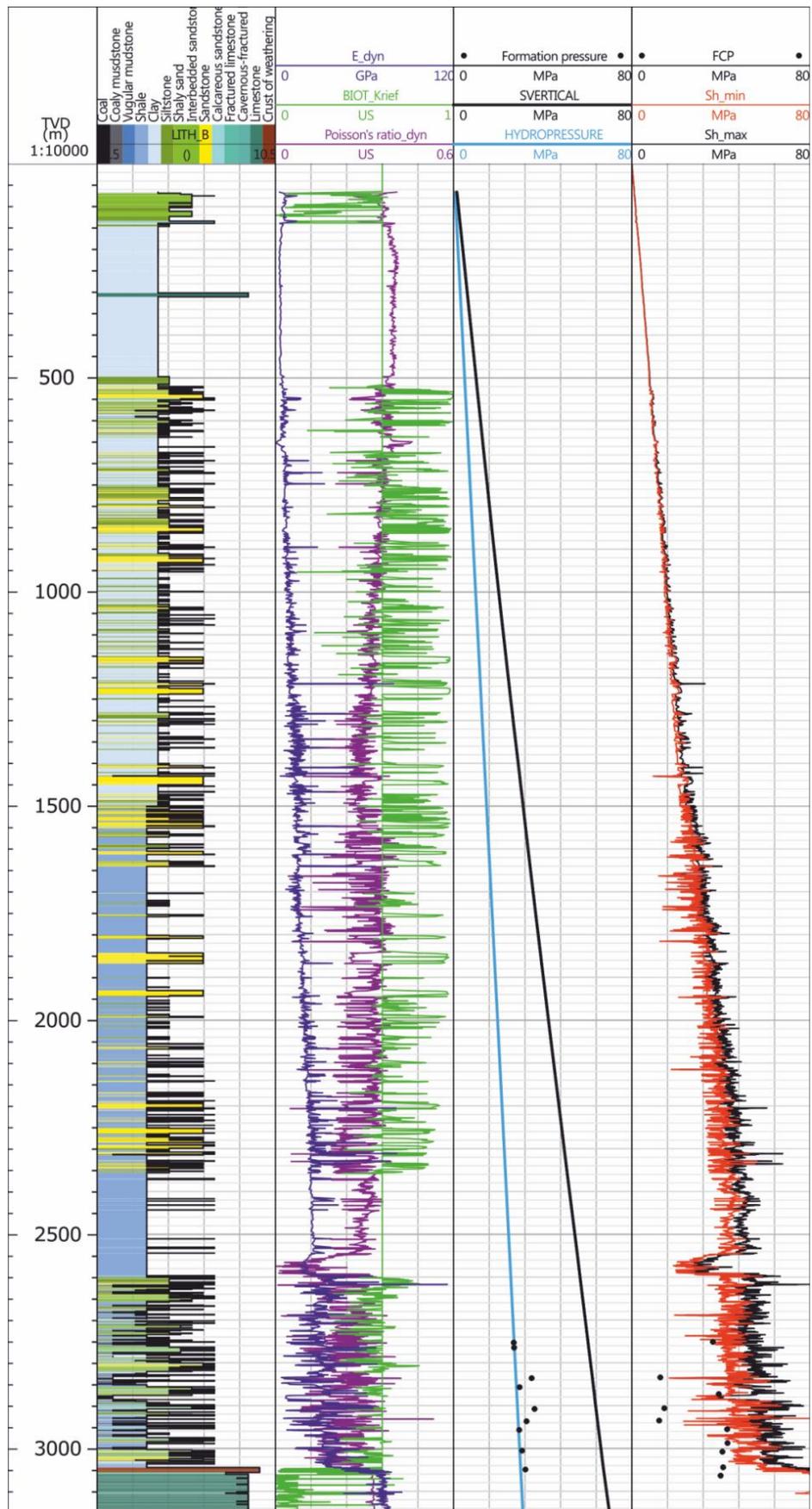


Рисунок 29. Кривые горизонтального напряжения

### 3.4 Расчет стабильности ствола скважины

Результатом проведенных вычислений в главе 6 является анализ стабильности ствола скважины во время бурения, а именно получение дозволённого интервала плотности бурового раствора (рис. 30). На рисунке 28 слева на право вынесены кривые, характеризующие механические свойства породы: 1) Модуль Юнга ( $E_{dyn}$ ), 2) Коэффициент Пуассона ( $\nu$ ), 3) Константа Вюит, 4) Прочность на одноосное сжатие (UCS), 5) предел прочности породы на при отрыве (BTS), 6) Угол внутреннего трения (Friction angle). А также значения главных напряжений: 1) Пластового давления (Pore pressure), 2) Минимальное горизонтальное напряжение ( $S_{hmin}$ ), 3) Максимальное горизонтальное напряжение ( $S_{hmax}$ ), 4) Вертикальное напряжение ( $S_v$ ). Для проверки адекватности модели вынесены значения калверномера (Caliper) и диаметр долота (Bit size). В первом справа столбце рассчитаны оптимальные значения плотности бурового раствора (окно бурового раствора – между красной и фиолетовой кривой). Данное окно расположено в диапазоне плотностей между значениями плотностей бурового раствора, при которых произойдет разрушение горной породы, обрушение стенок скважины (CMW\_MIN\_MC) – в связи с недостаточным созданием обжимающего давления на стенках скважины буровым раствором; и между значениями плотностей, при которых будет наблюдаться значительное поглощение промывочной жидкости (CMW\_LOSS). Также в правый столбец вынесены кривые плотности бурового раствора, при которых произойдет незапланированный приток пластового флюида в ствол скважины (CMW\_KICK) и значения, в результате которого, в скважине будет наблюдаться авто-гидроразрыв пласта (CMW\_MAX\_MTS).

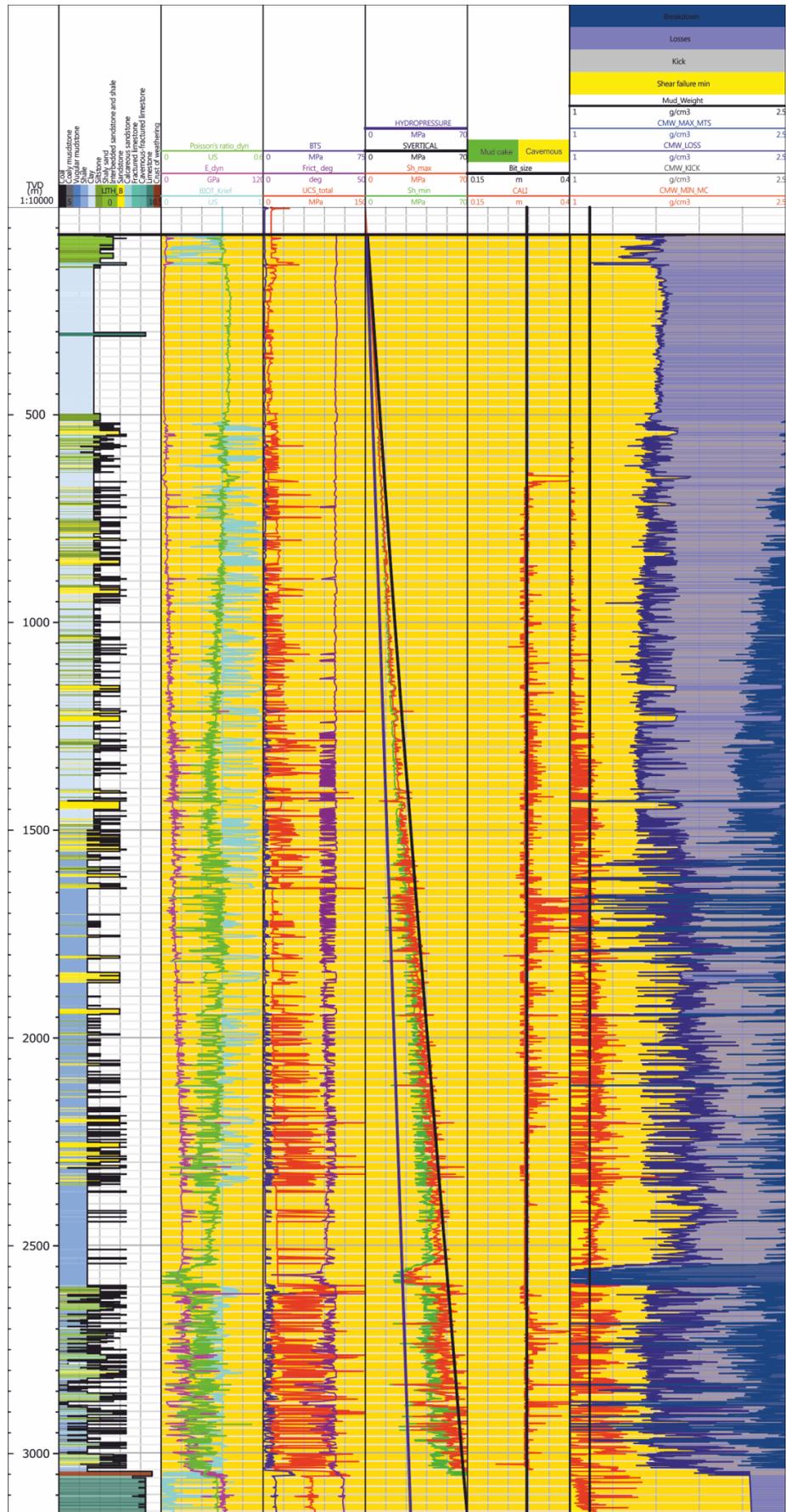


Рисунок 30. Анализ стабильности ствола скважины U9

Анализируя, построенную модель можно сказать, что данная модель, построенная для опорной скважины U9, отвечает реальной геологической ситуации, а именно в интервалах, где зафиксировано увеличение диаметра скважины (посредством каверномера) в модели наблюдается также интервалы с пересечением бурового раствора кривой, характеризующей обрушение породы в ствол скважины. К тому же проведя сопоставление данных, полученных в результате проведения кавернометрии, и данных полученных в результате построения одномерной геомеханической модели можно заключить, что модель на 67% описывает наблюдаемые в скважине осложнения (рис. 31).



Рисунок 31. Проверка геомеханической модели скважины U9 на адекватность

#### 4. Построение одномерной геомеханической модели для аварийной скважины U52

Следуя методике описанной в главе 6 (рис. 32); применяя зависимости, полученные для опорной скважины для создания синтетических кривых каротажей в аварийной скважине U52 (рис. 33); зависимости, которые были подтверждены посредством сравнения с реальными данными – была построена одномерная геомеханическая модель для аварийной скважины U52 (рис. 34).

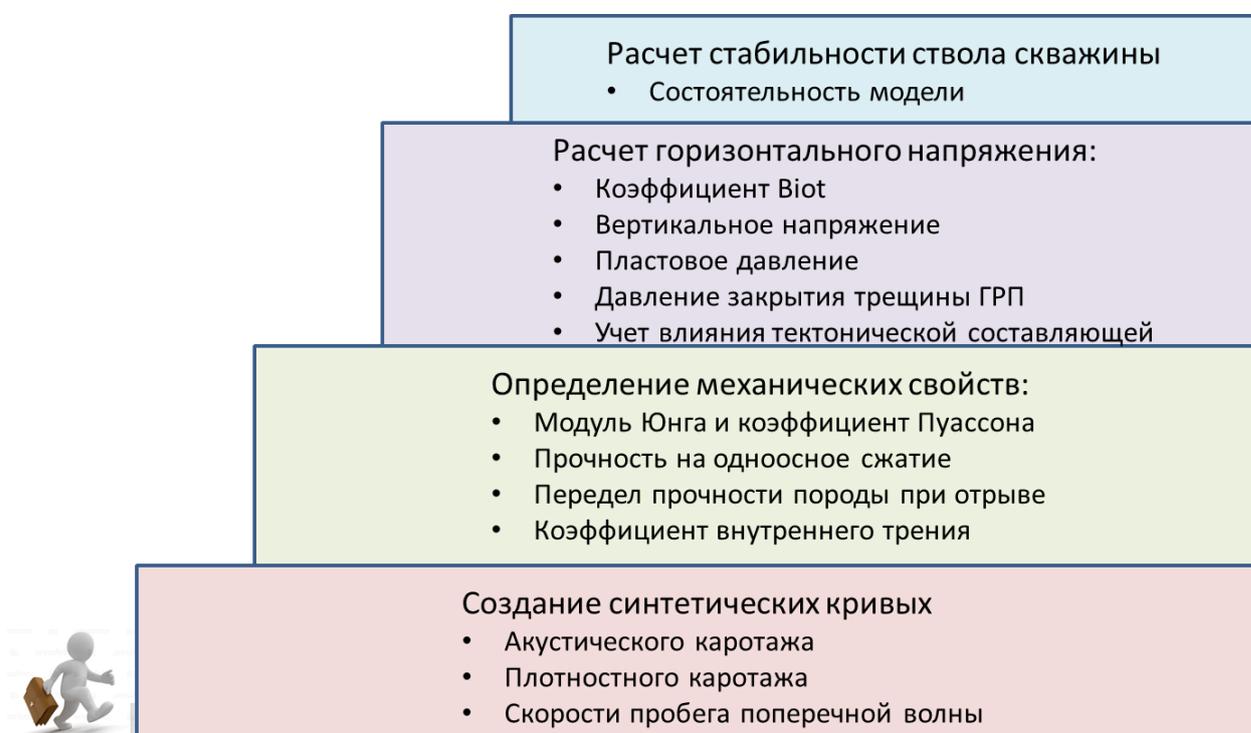


Рисунок 32. Алгоритм построения 1D геомеханической модели

К сожалению, проверить достоверность построенной модели не составляет возможности, в связи с отсутствием проведения в данной скважине кавернометрии. Однако, модель может быть проверена, «точечно», на основе отчетов по бурению. Аварийные ситуации в скважине U52 наблюдались на отметках: 2622м, 3675,7м, 7441 м – все аварии связаны с прихватом бурильных труб. Данные обстоятельства связаны с обваливанием в ствол скважины неустойчивых пород (аргиллитов). На одномерной

геомеханической модели данные участки, также наблюдаются, как интервалы разрушения стенок скважин (рис – зеленые точки, в первом справа столбце).

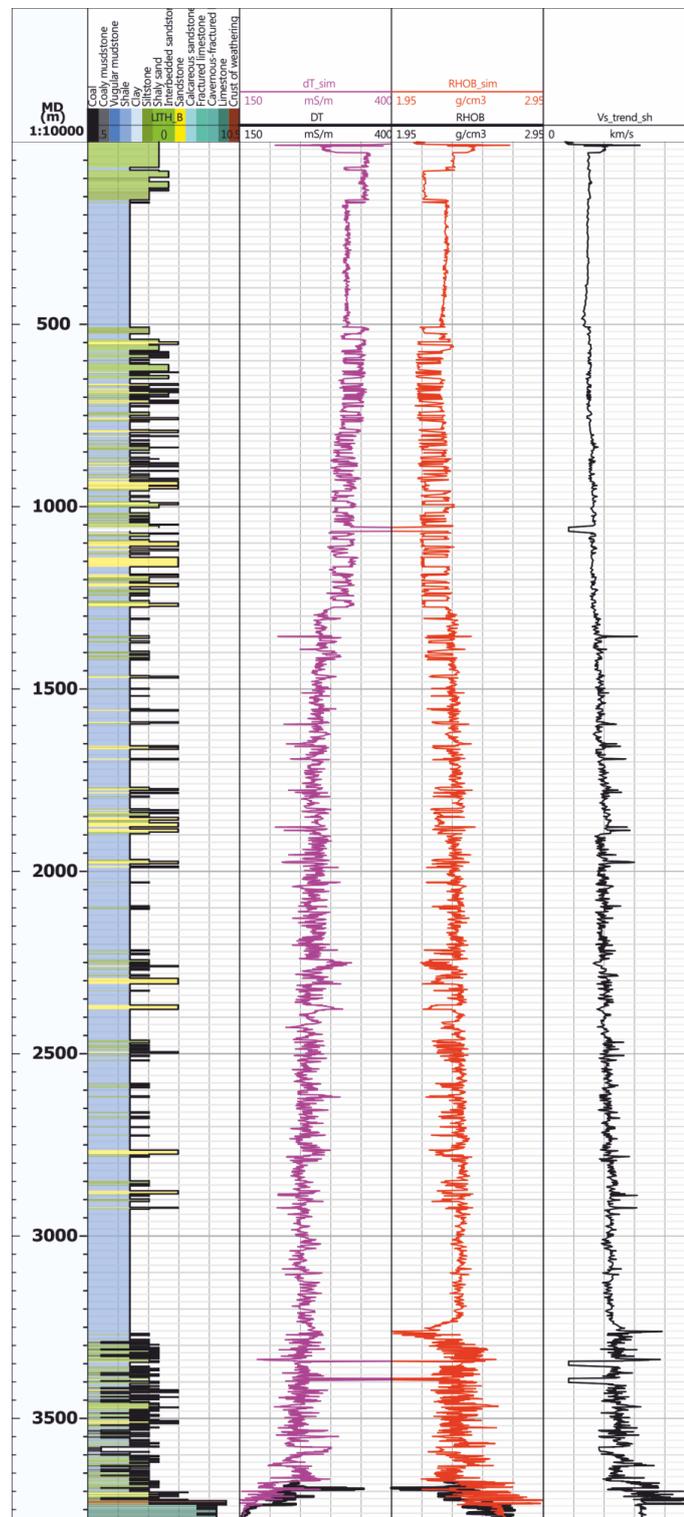


Рисунок 33. Синтетические кривые каротажей

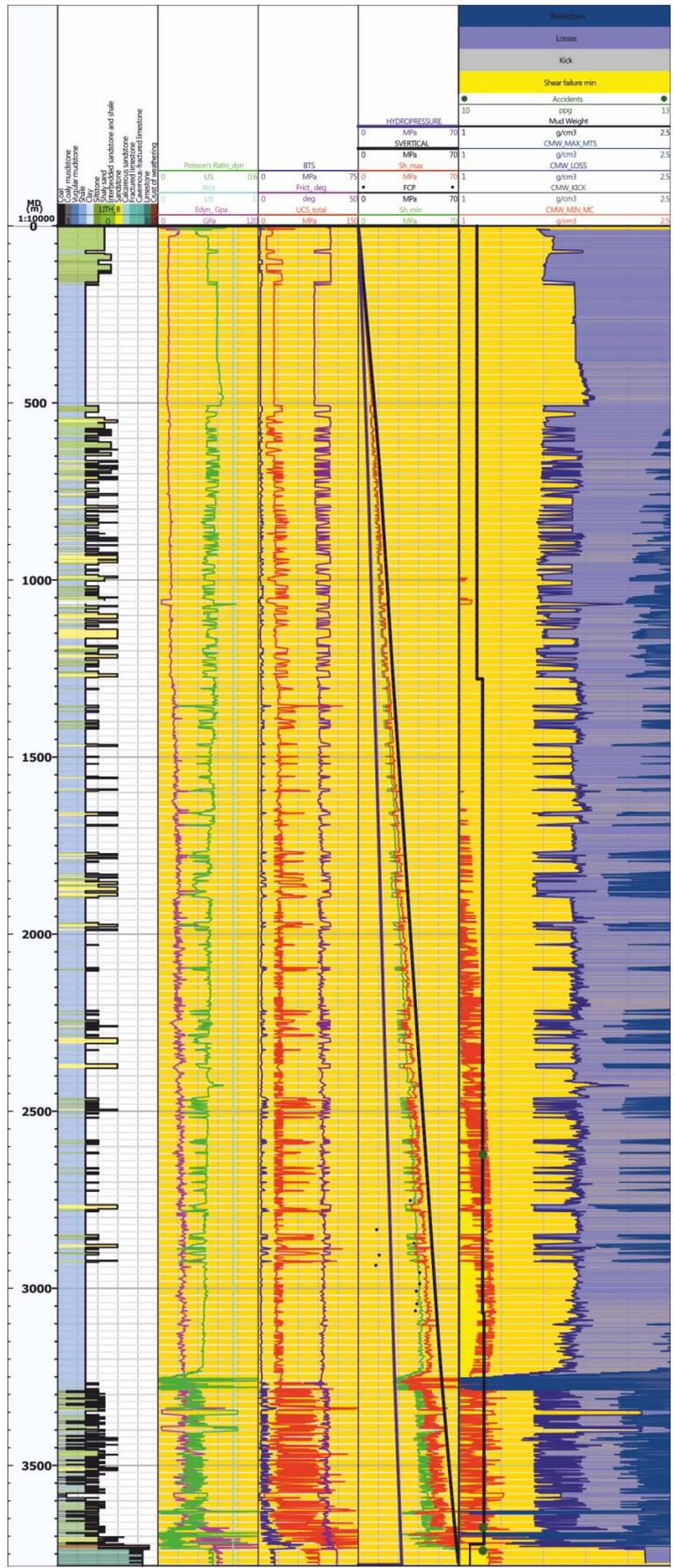


Рисунок 34. Одномерная геомеханическая модель для скважины U52

## 5. Selection of optimal parameters of the drilling mode for the example of well U52

There is an opinion that in order to increase the mechanical penetration rate, the MSE (mechanical specific energy) should be minimal in value and as close as possible to the values of CCS (confined compressive strength). This assumption formed the basis for selecting the optimal parameters of the drilling mode for the well U52.

The algorithm for selecting optimal drilling parameters (fig. 35) Was based on the assumption that the MSE was achieved by CCS - this is first, secondly, due to the fact that determination of most effective WOB/ROP ratio is not, it was decided to use the ratios observed in the studied well ( $WOB_i / ROP_i$ ). WOB is weight on bit; ROP – rate of penetration. In this case ROP was calculated by the equation 15. (Jincai Zhang 2011)

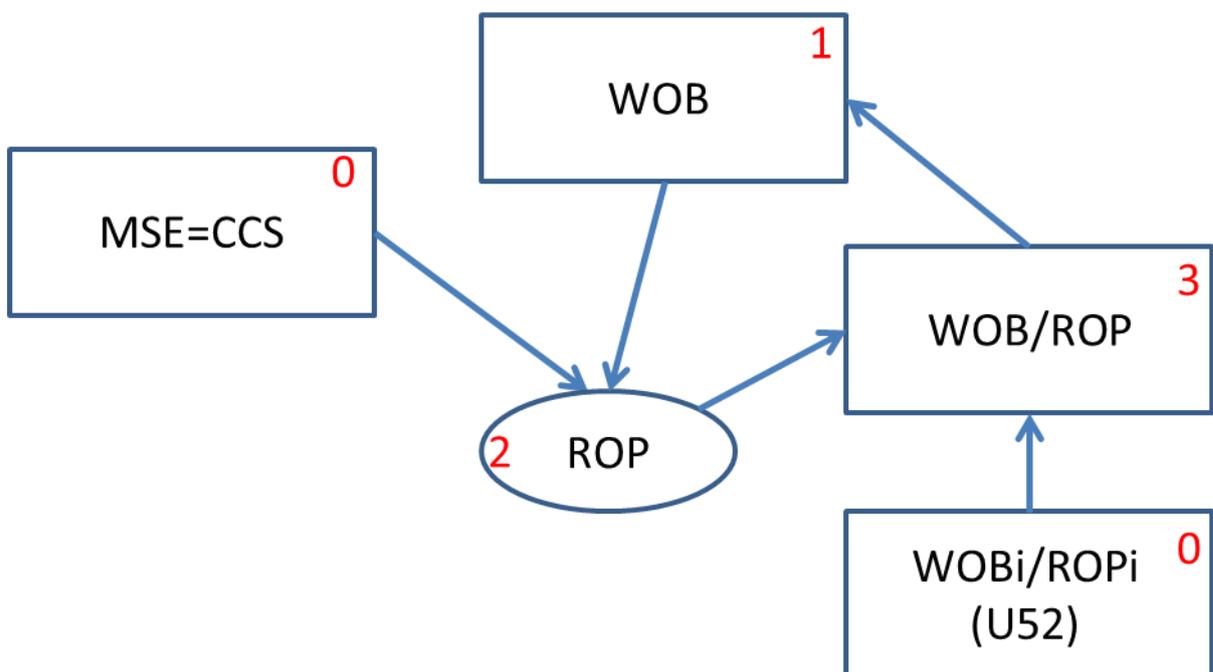


Figure 35. The algorithm for selection optimal drilling parameters. Numbers 0-3 is sequence of algorithm execution

$$ROP = \left( \frac{MSE}{WOB} - \frac{1}{A_b} \right) \frac{D_b * RPM}{5\mu_b} \quad (15)$$

To determine the ROP, RPM values are needed (table 11). These values are accepted as recommended. (RPM is bit rotating speed)

Table 11. Bit rotation frequency

Depth of formation H, m	Bit rotation frequency	
	Competent formation, rpm	Unstable rock, rpm
<500	120-180	90-120
500-1500	90-120	60-90
1500-2500	60-120	40-60
2500-4000	40-90	40-60
>4000	40-90	40

In addition to RPM, it is necessary to take into account the diameter of the bit and the density of the drilling mud (table 12).

Table 12 Diameter of bit and contact area

Depth, m	d, inch	area, inch	Mud weight
0	15.50	188.60	10.3 ppg is determined from Wellbore stability of U52
26	15.50	188.60	
305	11.63	106.10	
1280	8.66	58.89	
2730	8.66	58.89	
3070	8.66	58.89	
3720	6.00	28.26	

To determine the optimal drilling parameters, as mentioned earlier, the MSE should be approximated to the CCS. Confined compressive strength can be calculated by using equation (equation 16-17) (Chen et al, 2014)

$$CCS = UCS + D_p + 2D_p \frac{\sin\phi}{1-\sin\phi} \quad (16)$$

$$D_p = ECD_p - P_p \quad (17)$$

Where  $D_p$  – The pressure difference between the hydrostatic (ECD<sub>p</sub>) and the formation pressures ( $P_p$ ), UCS –uniaxial compressive strength,  $\varphi$ - internal friction.

As a result, the main parameters of the drilling regime were simulated (fig.36). On average, the bit penetration rate increased by 15 m / h and as a result the well would be drilled 10 days earlier.

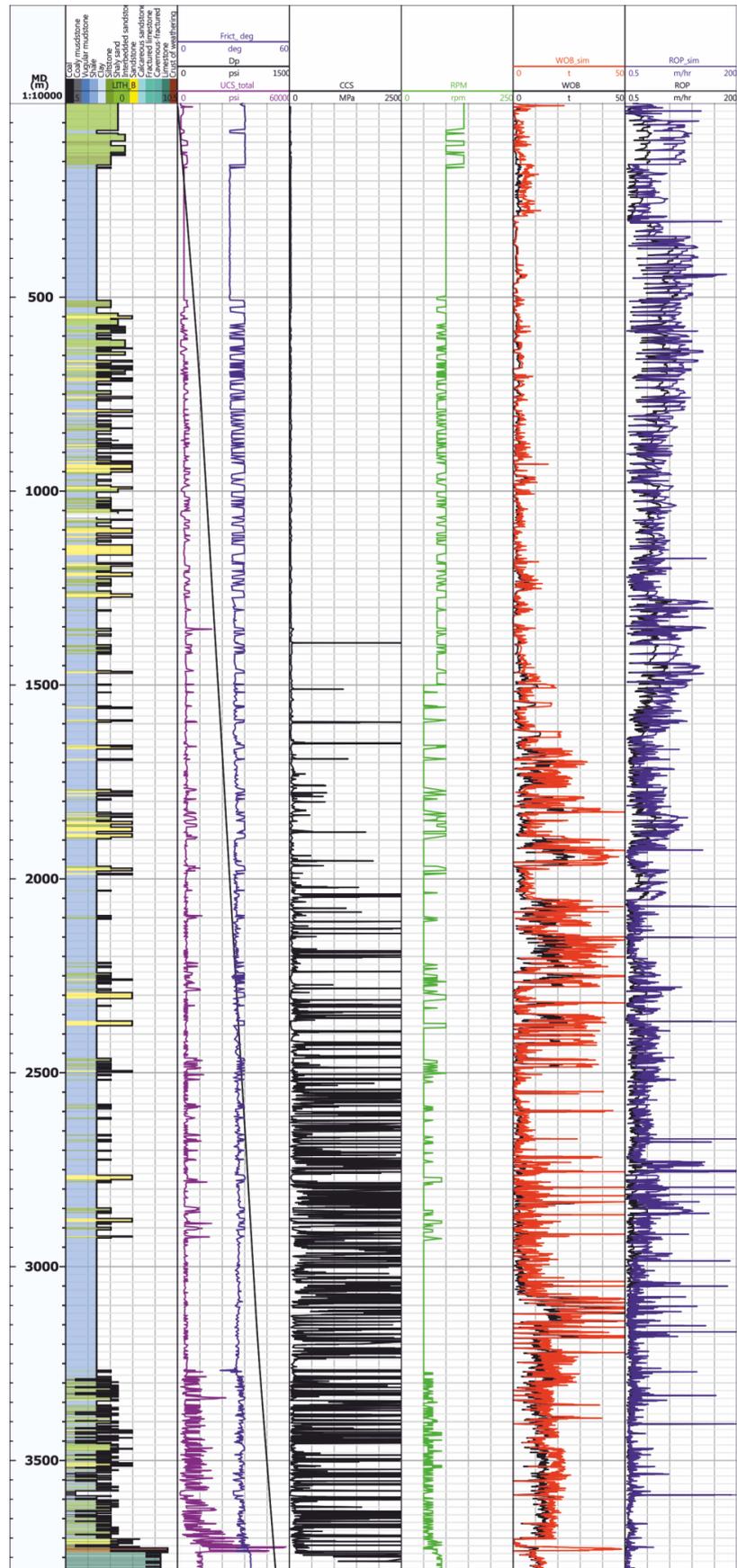


Figure 36. The optimal drilling mode calculated through 1D geomechanical model of U52

## б. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Одной из основных причин проведения финансового менеджмента является учет стоимости оборудования, а также рисков неудачного проведения работ. Выделяют технический и экономический анализы. Технический анализ решает важнейшие вопросы, связанные с тем будет ли работать данная методика и насколько эффективной она окажется. Экономическая оценка отвечает на вопросы, на сколько долго применение оборудования будет рентабельным и в свою очередь, сколько денег будет затрачено на ту или иную операцию.

Как известно с ростом количества информации увеличивается и уровень детализации, при этом рост осуществляется по экспоненциальной зависимости. Накопленная информация позволяет грамотно провести финансовый менеджмент, путем распределения денежных сумм на усовершенствование системы., скажем затратить большую сумму на приобретения более дорогого типа долота, но более подходящего для разбуривания данных конкретных отложений.

Учет рисков направлен на обеспечение безопасности, которая может быть нарушена в результате не оправдания ожиданий. Бурение скважины идеальный пример риска, во-первых риск связан с не обнаружением углеводородов, что может привести к не окупаемости скважины, либо бурение скважины может значительно затянуться во времени, в результате непредвиденных аварий, скажем прихвата бурильной колонны или обрушения стенок ствола скважин.

В связи с этим проведение геомеханических исследований для территории, на которой планируется вестись дальнейшее разбуривание, является грамотным вложением средств. В замен на инвестированные в геомеханические исследования суммы можно получить очень важную информацию, которая в дальнейшем позволит сэкономить большие суммы, к

примеру предотвратить обрушение стенок скважины в результате правильного выбора плотности бурового раствора, значения плотности которого были получены в результате проведенных геомеханических исследований. Или основываясь, также на геомеханических исследованиях увеличить механическую скорость проходки, путем грамотного варьирования нагрузкой на долото, изменяя частоту вращения долота или же увеличивая или уменьшая скорость циркуляции промывочной жидкости.

## 7. Социальная ответственность

Меры принимаемые для обеспечения охраны труда, промышленной безопасности, а также охраны окружающей среды и конечно же учета социальной ответственности.

Данные программы служат для:

- 1) Уменьшение вероятности нанесения физического и морального вреда сотрудникам.
- 2) Охрану окружающей среды.
- 3) Уважение к аборигенам

Основные положения программы охраны окружающей среды, учета социальной ответственности, а также промышленной безопасности.

Основными целями программы ОТ, ПБ и ООС являются:

- 1) Защита человеческой жизни.
- 2) Политика минимума ущерба компании и другим физическим и юридическим лицам.
- 3) Быстрое реагирование на чрезвычайные случаи (ЧС).
- 4) Поддержание морально-этических норм в компании.
- 5) Минимизация загрязнения окружающей среды.

Влияния на окружающую среду. Критерии, отнесенные к неблагоприятным:

- 1) Токсичность,
- 2) Ухудшение дорожных покрытий,
- 3) Снижение потенциала возобновляемых ресурсов,
- 4) Деструкция природных ландшафтов,
- 5) Риск с исчезновением флоры и фауны.

б)Сокращение видового разнообразия.

Основными параметрами мониторинга являются:

1)Качество воздуха,

2)Контроль уровня шума.

3)Контроль качества поверхностные и подземных вод. итд

Цель рекультивации воссоздание первичной обстановки, существовавшей до момента начала разработки месторождения.

Ориентиром для успешной рекультивации является создание родного сообщества растений, которое является самодостаточным и соответствует стандартам плотности и производству кормов, а также повторное оконтуривание всех нарушенных участков поверхности, для того, чтобы привести его к первоначальному рельефу.

## Заключение

В результате проведенной работы были получены эмпирические зависимости, позволяющие для пород, наблюдаемых на территории Урманского месторождения создавать синтетические кривые акустического, плотностного, а также скорости поперечных волн.

Также подобраны эмпирические зависимости, характеризующие механические свойства породы, такие как: модуль Юнга, коэффициент Пуассона, коэффициент внутреннего трения, прочность на одноосное сжатие, прочность породы на отрыв. Данные зависимости проверены в результате построения одномерной модели, путем сравнения с данными полученными с каверномера.

Рассчитаны значения горизонтального напряжения, все входные данные приведены к начальным пластовым условиям, для возможности сравнения.

Результатами предыдущих расчетов послужили две одномерные геомеханические модели для скважин U9 и U52. Почему две – так как, первая модель строилась для опорной скважины (U9) с максимальным количеством проведенных в ней исследований. Если первая модель создавалась с целью определения оптимальных эмпирических зависимостей, то вторая модель – с целью подбора оптимальных параметров бурения.

Итогом работы было прогнозирование изменения механической скорости проходки долота, в результате подбора наиболее оптимальных значений нагрузки на долото и частоты вращения долота. В результате на основе геомеханической модели для скважины U52 были подобраны оптимальные параметры бурения, и как следствие скорость механической проходки возросла на 15м/ч.

## Список литературы

Авторский надзор за реализацией «Технологической схемы разработки Красноленинского месторождения в границах Талинского лицензионного участка: отчет по договору № 795 от 15.09.2008 ТННЦ – 3191/08; заказчик: ОАО «ТНК-Нягань»; исполн.: ООО «Тюменский нефтяной научный центр», ОАО «ВНИИнефть». – Тюмень, 2009. – 457 с.

Колотухин А.Т., Логинова М.П.. Нефтегазоносные бассейны России и СНГ: учебно-методическое пособие для вузов. Саратов: Изд-во Саратовский Государственный Университет им. Н.Г. Чернышевского, 2008 - 437.

Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Триасовая система. - А.М. Казаков, А.Г. Константинов, Н.И. Курушин и др / под ред. академика А.Э. Конторович. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал "ГЕО", 2002. - 322 с.

Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. - Москва: Недра, 1981. - 143 с.

Chen, Xuyue, Fan, Honghai, Guo, Boyun, Gao, Deli, et al., 2014. Real-time prediction and optimization of drilling performance Based on A New mechanical specific energy model. Arabian J. Sci. Eng. 39 (11), 8221- 8231.

«Нефтегазовое обозрение». Сборник I: избранные статьи из журнала «Oilfield Review», том 24, №3 (осень 2012 г.); том 24, №4 (зима 2012 – 2013 гг); том25 №1 (весна 2013 г)

Prasad B. Kerkar et.al Estimation of rock compressive strength using downhole weight-on-bit and drilling models, International Petroleum Technology Conference, 2014

Lisa Song, Measurement of Minimum Horizontal stress from logging and drilling data in unconventional oil and gas; Department of chemical and petroleum engineering, Calgary, Alberta, 2012

Chang et al, Empirical relations between rock strength and physical properties in sedimentary rocks/ Department of Geophysics, Stanford University, Palo Alto, 2006

Makesh Shanmukha Rao et al. Estimation of Uniaxial compressive strength of coal measures of Pranhita-Godavari Valley, India Using sonic logs / Coal operators' conference 2015.

Haliburton Digital & Consulting Solutions / отчет «Обработка и интерпретация данных и построение цифровой модели объемной геологической модели Урмано-Арчинского месторождения», 2006

Jincai Zhang Pore pressure prediction from well logs: methods, modifications, and new approaches// Shell Exploration and Production Company, Houston, Texas, USA 2011

Carlos Martinezy et al, Geopressure Calculations in Real-time to Calibrate Operation Windows 2016