Министерство образования и науки Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт прикладной математики и механики
Кафедра теоретическая механика

Работа допущена к защите

Зав. кафедрой, д.ф.-м.н.,чл.-корр. РАН

_____А. М. Кривцов

«____» _____2018 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

«ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ОКОЛОСКВАЖИННОГО ПРОСТРАНСТВА ПРИ СРЕЗКЕ НА FISHBONE ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПЛОТНОСТЯХ БУРОВОГО РАСТВОРА И ВЫБОР ОПТИМАЛЬНЫХ ИНТЕРВАЛОВ ДЛЯ СРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА»

по направлению 01.04.03 «Механика и математическое моделирование»
по образовательной программе
01.04.03_04 «Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи»

Выполнил
студент гр.23642/3 _____ С.И. Габитов

Руководитель,
доцент кафедры
«Теоретическая механика» СПбПУ, к. ф.-м.н. _____ В.А. Кузькин

Консультант,
главный специалист
Управления геомеханического моделирования
ООО «Газпромнефть НТЦ» _____ И.С. Чебышев

Санкт-Петербург

2018

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО

Институт прикладной механики и математики

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

А.М. Кривцов

« » 2018 г.

ЗАДАНИЕ

по выполнению выпускной квалификационной работы

студенту

Габитову Салавату Илдаровичу, группы 23642/3

фамилия, имя, отчество (при наличии), номер группы

1. Тема работы: оценка устойчивости околоскважинного пространства при срезке на fishbone при различных плотностях бурового раствора и выбор оптимальных интервалов для срезки бокового ствола

2. Срок сдачи студентом законченной работы:

3. Исходные данные по работе: исследования керна, траектория скважины, каверномер, имиджер,

4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): определение механических свойств пласта и напряжений вдоль ствола скважины; построение геометрии модели скважин с ответвлением в конечно-элементном симуляторе, с заданными граничными условиями, распространенными механическими свойствами по объему; расчет исследования прочности интервалов срезок с использованием разработанной модели; разработанная программная реализация конечно-элементной модели на языке программирования CUBIT

5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей):

6. Консультанты по работе: главный специалист Управления геомеханического моделирования и сопровождения проектов ООО «Газпромнефть НТЦ» Чебышев Игорь Станиславович

АННОТАЦИЯ

На 48 с., 25 рисунков, 7 таблиц, 1 приложение.

ГЕОМЕХАНИКА, МНОГОСТВОЛЬНЫЕ СКВАЖИНЫ, FISHBONE, ПРОЧНОСТЬ СТЕНОК СКВАЖИНЫ, КОНЕЧНО-ЭЛЕМЕНТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ, МЕСТО СОЕДИНЕНИЯ СТВОЛОВ МНОГОСТВОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ, ПЛОТНОСТЬ БУРОВОГО РАСТВОРА

В работе предложен один из способов для определения интервалов срезок боковых стволов скважин с подбором оптимальной плотности бурового раствора. Данные интервалы являются наименее прочными при бурении многоствольных скважин типа “fishbone”. Используя метод конечных элементов были рассмотрены интервалы проведения срезок в различных породах, при разных плотностях бурового раствора.

THE ABSTRACT

48 pages, 25 pictures, 7 tables, 1 applications

GEOMECHANICS, MULTI-LATERAL WELLS, FISHBONE, WELLBORE STABILITY, FINITE-ELEMENT MODELING, MULTILATERAL JUNCTION, MUD WEIGHT DENSITY

In this paper, one of the methods is considered for determining the optimum intervals for carrying out slices of sidetrack wells with the selection of the optimal mud density. These intervals are the least stable when drilling multi-lateral wells such as fishbone. Using finite-element method this intervals of cutting in different rocks at different mud densities are considered.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение..... 8
ГЛАВА 1. Общие сведения о многоствольных скважинах 13
1.1. Обзор литературы 13
1.1.1. История развития бурения многоствольных скважин 13
1.1.2. Анализ существующих работ по проблематике многоствольных скважин 14
1.1.3. Классификация многоствольных скважин 15
1.1.4. Технология проведения срезки в открытом стволе..... 16
ГЛАВА 2. Основная часть..... 19
2.1. Определение механических свойств и напряжений вдоль ствола скважины..... 19
2.1.1. Расчет статических и прочностных свойств……..16
2.1.2. Расчет напряжений……..……17
2.2. Метод конечных элементов 24
2.2.1. Использование метода конечных элементов (МКЭ) при анализе прочности ствола скважины…….....21
2.2.2 Математическая модель…….....21
2.2.3. Постановка задачи……....23
2.2.4. Граничные условия……...24
2.2.5. Генерация конечно-элементной сетки..... …….28
2.3.Разработка скрипта для модели многоствольной скважины..... 30
2.4. Критерии прочности 30
2.5. Оценка напряжений в конечно-элементной пороупругопластической модели многоствольной скважины 35
ГЛАВА 3. Технико-экономическая эффективность проекта 39
Расчет дебита..... 39
ГЛАВА 4. Охрана труда 41
Заключение 43
Список использованных источников 44
ПРИЛОЖЕНИЕ. Часть скрипта для реализации трехмерной модели скважины с ответвлением на языке программирования CUBIT..... 46

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. При бурении скважин, даже очень тщательно спроектированных, почти наверняка будут возникать проблемы. Например, в районах, где применяются схожие режимы бурения, проблемы в стволе скважины могут отмечаться там, где ранее таких проблем не возникало: пласты неоднородны, поэтому в двух соседних скважинах могут быть совершенно разные геологические условия.

При проектировании скважины ключом к успешному достижению целей является составление плана буровых работ на основании ожидаемых возможных проблем в стволе скважины. Проблемы при бурении могут обходиться очень дорого. К самым распространенным проблемам при бурении относится прихват бурильной и обсадной колонны, потеря циркуляции, деформация бурильной или обсадной колонны, неустойчивость ствола скважины, загрязнение бурового раствора, повреждение продуктивного пласта, а также проблемы, связанные с оборудованием и персоналом. Устранение последствий этих вышеприведенных явлений связано со значительными экономическими затратами.

В данной работе рассматривается нарушение устойчивости ствола. Под неустойчивостью породы в области геомеханики подразумевается нарушение прочности породы.

Неустойчивость ствола скважины – это нежелательное состояние открытого ствола скважины, при котором его номинальный диаметр и форма не сохраняются. Причины можно разделить на следующие категории: механическое разрушение из-за напряжений в стволе, эрозия вследствие циркуляции флюида и химические процессы, обусловленные взаимодействием скважинного флюида с пластом.

Есть четыре разных типа неустойчивости ствола скважины: смыкание стенок или сужение ствола скважины, кавернообразования или размывы, гидравлический разрыв и обвал пород (Рис.1.1).

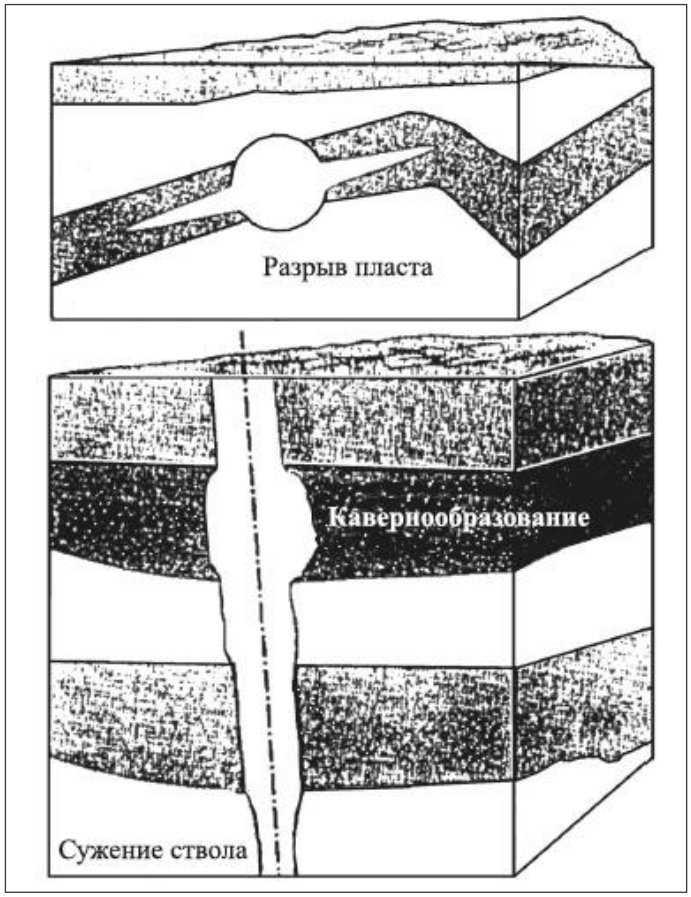

Рис.1.1. Типы проблем неустойчивости стволов скважин

Данные виды проблемы в основном возникают из-за неправильно подобранной плотности и состава бурового раствора.

Физические процессы, происходящие при бурении скважин, ставят задачи, которые требуют подхода механики деформируемого твердого тела.

При бурении и заканчивании многоствольных скважин (МСС) типа “fishbone” (Рис.1.2) в нетрадиционных коллекторах, серьезной проблемой является прочность интервала срезки (соединения) (Рис.1.3), особенно в

слабоконсолидированных породах. .

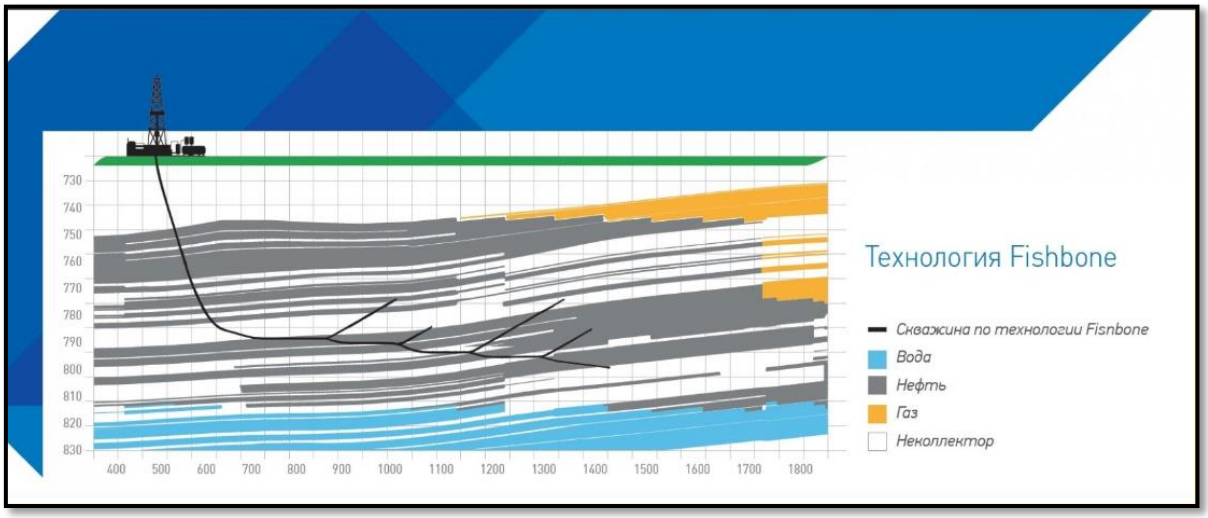

Рис.1.2 Многоствольная скважина типа “fishbone”

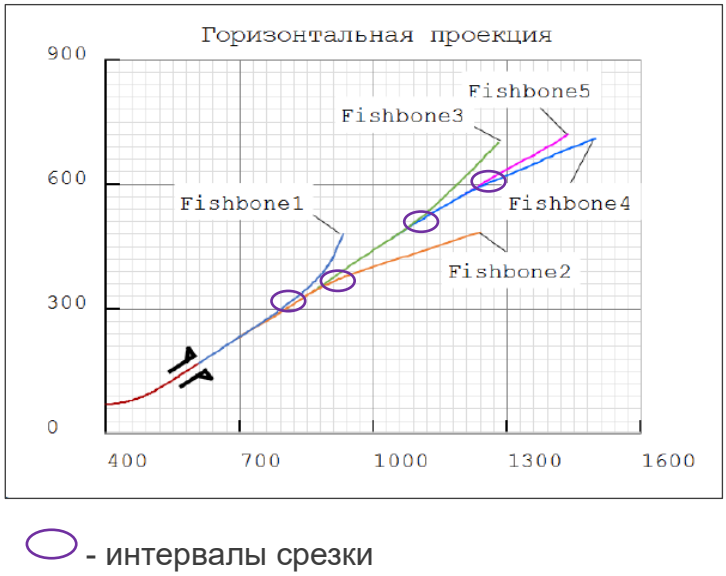

Рис.1.3 Скважина “fishbone“ с указанием интервалов срезок

Если зона соединения должна оставаться открытой во время добычи, стабильность соединения стволов является существенной до конца жизни скважины. Выбор оптимальных интервалов для срезки на боковой ствол определяется механическими свойствами горной породы, напряженным состоянием и плотностью бурового раствора. В связи с этим моделирование околоскважинного пространства в местах срезки особенно актуально в пороупругопластической постановке, в связи с характерными свойствами горной породы, а также из-за сложной геометрии соединения и конечно-элементное

моделирование позволяет выявить концентраторы напряжений и спрогнозировать стабильность интервалов срезок.

Цель работы заключается в определении наиболее прочных интервалов срезок при бурении боковых стволов многоствольных скважин с подбором оптимальной плотности бурового раствора при помощи конечно-элементного моделирования в пороупругопластической постановке.

Для достижения поставленной цели были сформулированы следующие **основные задачи исследования**:

• проанализировать опубликованные работы о методах и подходах прочности интервалов срезок многоствольных скважин

• определить механические свойства пласта и напряжения вдоль ствола скважины

• построить модели скважин с ответвлением в конечно-элементном симуляторе, задать граничные условия, распространить механических свойства по объему

• провести анализ прочности интервалов срезок с использованием разработанной модели

• разработать программную реализацию модели многоствольной горизонтальной скважины на языке программирования CUBIT (ПРИЛОЖЕНИЕ)

Научная новизна результатов работы.

• Предложена конечно-элементная модель скважины с ответвлением в пороупругопластической постановке

• Разработан скрипт на языке программирования CUBIT, обеспечивающий существенное ускорение процесса построения модели и проведения большого числа расчетов

Апробация результатов исследования.

• Результаты теоретических исследований прошли апробацию в условиях производства на скважине Восточно-Мессояхского месторождения

• Выступление на VII научно-технической конференции молодых ученых Научно-технического центра «Газпром нефти» в секции «Бурение и

внутрискважинные работы», на которой работа была отмечена дипломом третьей степени.

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

1.1. Обзор литературы

1.1.1. История развития бурения многоствольных скважин

В последние годы в нефтяной промышленности активно развиваются технологии бурения многоствольных скважин (МСС), позволяющие увеличить добычу нефти со скважин. Многоствольная скважина (МСС) – скважина, состоящая из одного ствола из которого пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений) на различные продуктивные горизонты (пласты), при этом точка пересечения боковых стволов находится выше вскрываемых горизонтов.

В Удмуртии первые 2 МСС были пробурены на Гремихинском месторождении в 1996г. на волне массированного применения технологий горизонтального бурения.

В 2010 году в ОАО Удмуртнефть были пробурены 4 многозабойные скважины (по 2 ствола в каждой) на Красногорском месторождении. Бурение велось с помощью гидравлических забойных двигателей. В процессе бурения вели гамма и газовый каротаж. Запускной дебит двуствольных скважин оказался в три раза больше по сравнению с одноствольной горизонтальной скважиной [1].

В декабре 2014 года на Ванкорском месторождении была пробурена горизонтальная скважина “fishbone” с девятью боковыми ответвлениями. Основной ствол скважины бурился с использованием РУС (роторная управляемая система), а боковые ответвления меньшего диаметра – с помощью забойного двигателя.

С 2016 года активно бурятся МСС на Восточно-Мессояхском месторождении. Есть принципиальное отличие скважин на Восточно-Мессояхском месторождении от Ванкорского проекта. На Мессояхском месторождении все ответвления и основной ствол имеют одинаковый диаметр, и была поставлена цель минимизировать количество спускоподъемных операций [2].

1.1.2. Анализ существующих работ по проблематике многоствольных скважин

Большое число исследований было проведено для понимания и предсказания прочности интервалов соединения используя аналитические и численные подходы. Лабораторные эксперименты также были проведены с целью определения областей разрушения в МСС. Эти модели преимущественно предсказывают плотность бурового раствора для обеспечения прочности интервала соединения в процессе бурения.

Aadnoy и Froitland (1991) [3] исследовали эффект влияния геометрии ствола скважины на прочность соединения боковых стволов, используя соотношения из теории упругости. А также вывели фактор концентрации напряжений для разных форм ствола скважины, в том числе для двух соседних стволов многоствольной скважины (Рис.1.4).

Aadnoy и Edland (1999) [4] использовали критерий прочности Мора-Кулона при допущении, что среда изотропная и гомогенная. Они показали, что в месте соединения стволов, концентрация напряжения увеличивается в то время как отверстие становится овальным. Они обнаружили, что овальное и два соседних отверстия формируют условия, при которых гидроразрыв и обрушения становятся наиболее вероятными, соответственно.

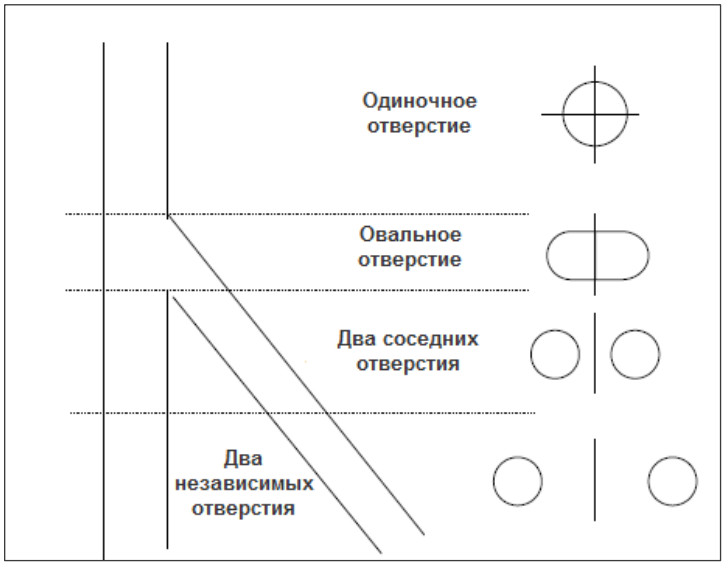

Рис.1.4 Геометрия стволов многоствольной скважины по Aadnoy и Edland (1999)

Bayfield (1999) [5] представил определенные результаты оценки прочности соединения стволов, при условии, что стволы обсажены и зацементированы. Они

использовали конечно-элементный симулятор для предсказания участков гидроразрывов и обрушений. Был проведен анализ влияния гидростатического давления в стволе и анализ влияния внешних напряжений, на места соединений, при разных углах между основным и боковым стволами.

Fuentes (1999) [6] получил результаты трехмерной конечно-элементной модели с анализом прочности соединения многоствольной скважины в песчаных формациях озера Маракаибо, Венесуэла. Предполагалось, что формации гомогенные, отсутствует фильтрация жидкости между стволами и пластом. Он использовал упругопластическую модель для оценки поведения горной породы. Оценивая напряжения в областях соединений стволов, в соответствии с критерием прочности, были найдены участки, наиболее склонные к обрушениям.

Две другие важные работы были представлены Li [7] (2013) и Manriquez [8] (2004). С помощью численных моделей, они исследовали концентрации напряжений, деформации породы и обрушения, при разных забойных давлениях. Увеличивая разницу между забойным и пластовым давлением, они пришли к выводу, что зона обрушения увеличивается по размерам и величина пластических деформаций достигает своего максимума при разнице в 20 МПа.

Результаты практических экспериментов были представлены Papanastasiou [9] (2006). Шесть экспериментов было проведено с двумя различными геометрическими конфигурациями (различная ориентация бокового ствола по отношению к основному), и три других для разных режимов напряжений (с гидростатическим давлением, в анизотропном поле напряжений). Результаты, полученные при трехосном нагружении были сопоставлены с численными моделями.

1.1.3. Классификация многоствольных скважин

По системе заканчивания многоствольные скважины по международной классификации TAML (Technology Advancement for Multi-Laterals) подразделяют на шесть уровней сложности (Рис.1.5). В указанных стандартах сочленения отнесены к уровням 1, 2, 3, 4, 5 и 6 в зависимости от степени их

механической сложности, соединительных возможностей и обеспечения гидравлической изоляции.

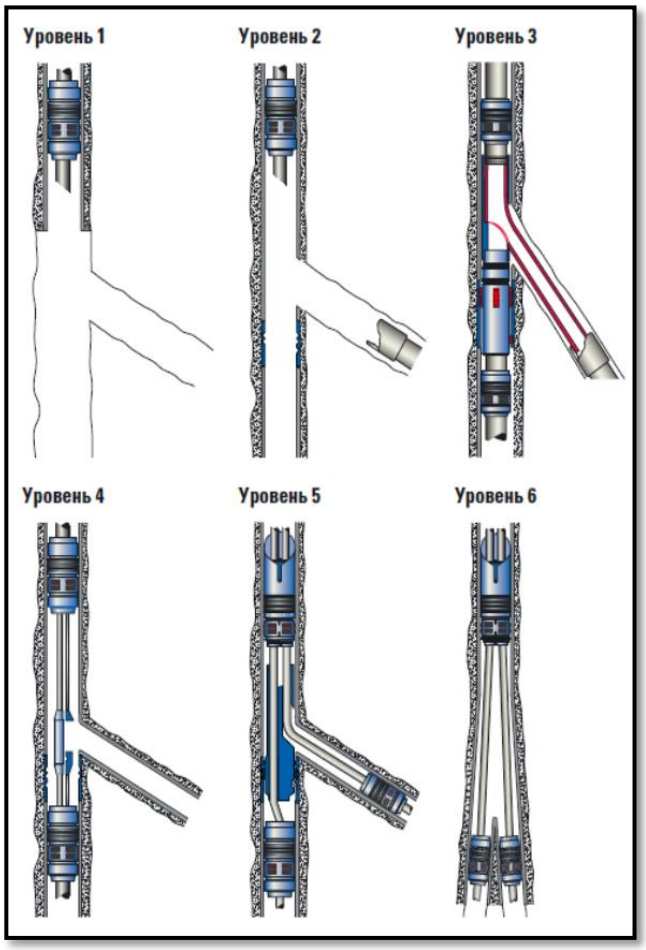

Рис.1.5 Различные уровни сложности при проектировании многоствольных скважин

Уровень 1 - соединение необсаженных стволов

Уровень 2 - выход из обсаженного ствола

Уровень 3 - соединение с креплением, но без цементирования

Уровень 4 - зацементированное соединение

Уровень 5 - герметичное соединение с уменьшенным внутренним диаметром

Уровень 6 - многоколонная компоновка

1.1.4. Технология проведения срезки в открытом стволе

На Восточно-Мессояхском месторождении все горизонтальные ответвления скважин типа “fishbone” имеют такой же диаметр, что и основной горизонтальный ствол. Чтобы создать такую конструкцию ствола за

минимальное количество спускоподъемных операций, необходима определенная последовательность бурения стволов и комплекс специального оборудования. Основа современного оперативного, точного и безопасного бурения — роторные управляемые системы (РУС).

В рассматриваемой конструкции “fishbone” каждый следующий ствол является боковым для предыдущего ствола. И основным стволом называется горизонтальное ответвление, пробуренное в последнюю очередь. Вертикальная проекция данной скважины приведена на Рис.1.6.

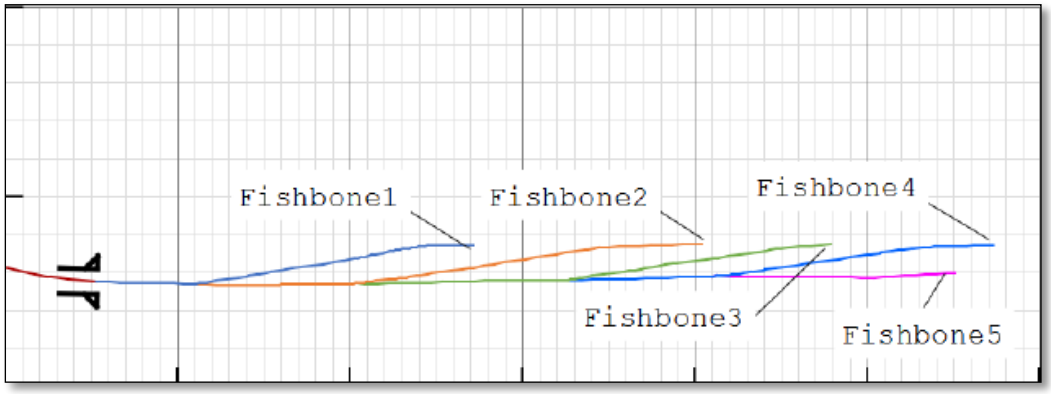

Рис.1.6 Вертикальная проекция многоствольной скважины. Последовательность бурения стволов в скважине fishbone

Во время наработки первоначального уступа, невращающаяся муфта РУС располагается в материнском стволе. Диаметр ствола близок к диаметру долота, поэтому антиротационные лопатки упираются в стенки скважины (отметка 1 на Рис.1.7). Внутренний вал искривлен верх, долото направлено вниз с максимальным отклонением, происходит создание и углубление уступа (отметка 2 на Рис.1.7).

Рис.1.7 Расположение муфты РУС в материнском стволе

Через 7-8 метров бурения муфта заходит в расширенный ствол (Рис.1.8). Пропадает необходимый контакт со стенками ствола (отметка 1 на Рис.1.8), муфта начинает проворачиваться вместе со всей колонной. В этот момент

необходимо перевести внутренний вал и, соответственно, долото в центральное положение относительно оси РУС (отметка 2 на Рис.1.8). Если оставить настройку инструмента на максимальное отклонение вала, то вал будет эксцентрично вращаться в стволе. При этом может произойти разрушение уступа и тонкой перегородки между стволами.

Провороты и вращение муфты используются как индикатор того, что уступ в материнском стволе успешно создан и идет формирование бокового ствола.

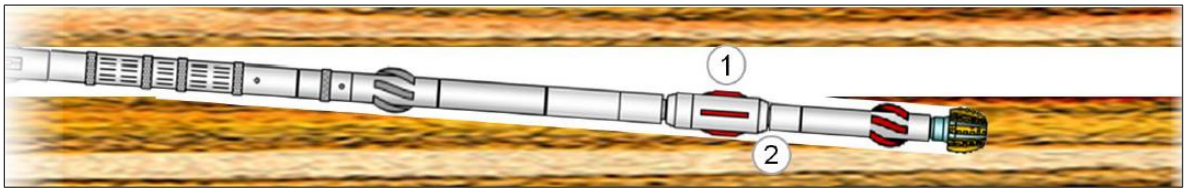

Рис.1.8 Заход муфты РУС в расширенный ствол

Если из информации от РУС, которая передается на поверхность, видно, что вращение муфты практически прекратилось, то РУС вошла в новый ствол (Рис.1.9). Появился контакт антиротационных лопаток со стенками скважины (отметка 1 на Рис.1.9). В таком случае на РУС подается команда на максимальное отклонение долота вниз (отметка 2 на Рис.1.9).

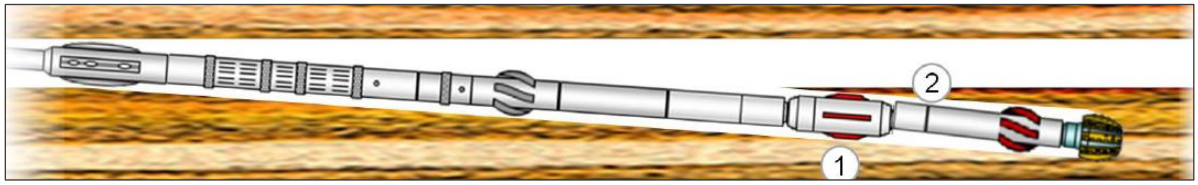

Рис.1.9 Вход РУС в новый ствол

В процессе проведения работ по формированию бокового ствола инженер по направленному бурению отслеживает наличие признаков срезки.

Данная последовательность действий повторяется, пока не будет достигнуто определенное проектное число боковых интервалов.

ГЛАВА 2. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

2.1. Определение механических свойств и напряжений вдоль ствола скважины

2.1.1 Расчет статических и прочностных свойств

Для проведения расчетов конечно-элементным методом, необходимо было определить свойства горной породы и напряжения вдоль ствола скважины.

Необходимыми данными для определения механических свойств и напряжений вдоль ствола скважины являются данные плотностного и акустического каротажа, по которым восстанавливаются значения динамических упругих модулей, которые могут быть пересчитаны в профили статических упругих и прочностных свойств.

Переход от динамических упруго-прочностных свойств к статическим осуществляется на основе зависимостей, полученных по результатам тестирования керна на механические свойства. Статические упругие деформационные и прочностные характеристики породы определяют ее реакцию при высокоамплитудных, длительных и необратимых деформациях, которым она подвергается в течение геологического времени и, в том числе, которые происходят при нарушении стабильности стенок скважины.

К статическим упруго-прочностным свойствам относятся статический модуль Юнга, статический коэффициент Пуассона, предел прочности на сжатие, предел прочности на разрыв, угол внутреннего трения.

Используемые зависимости для определения статического модулю Юнга и предела прочности при одноосном сжатии, представлены в графическом виде (Рис.2.1) и (Рис.2.2):

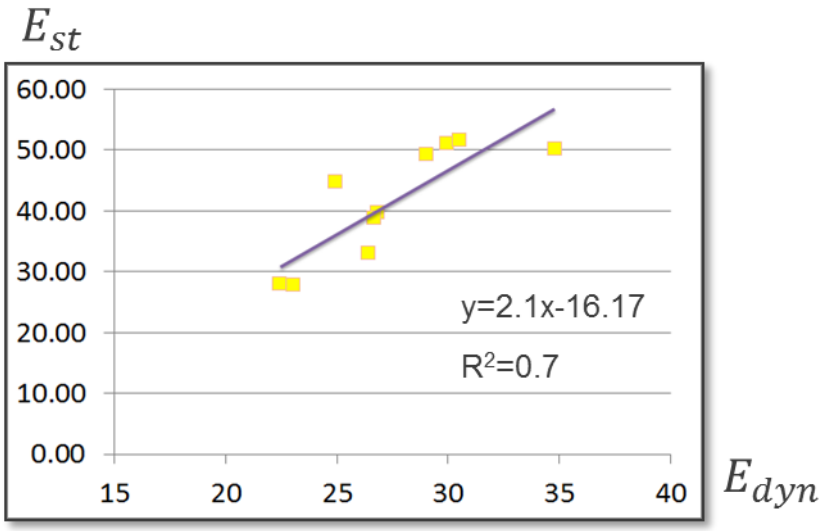

Рис.2.1 График статического модуля Юнга (Est) (ГПа) и динамического модуля Юнга (Edyn) (ГПа) для разных образцов керна

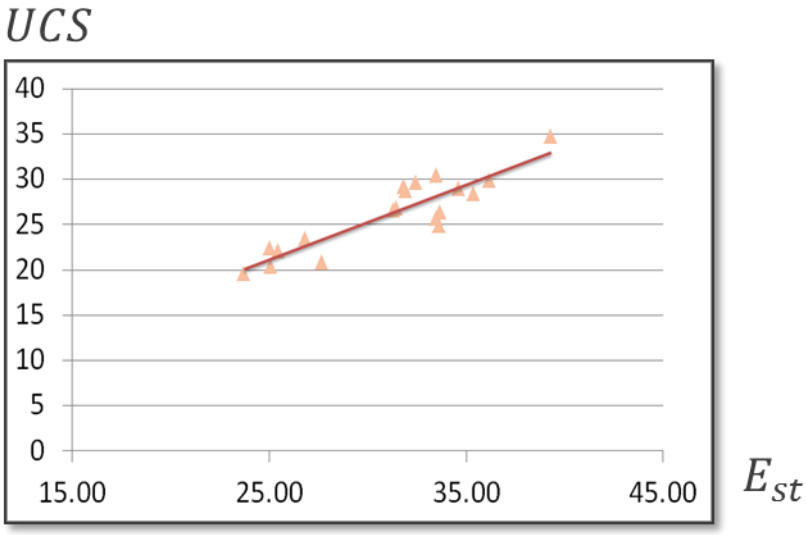

Рис.2.2 График предела прочности при одноосном сжатии (UCS-uniaxial confinied stress) (МПа) и статического модуля Юнга (Est) (ГПа) для разных образцов керна

Используемые зависимости, полученные в результате исследования кернового материала, использовались для расчета непрерывных кривых для определения статического модуля Юнга и предела прочности при одноосном сжатии.

2.1.2 Расчет напряжений

Напряжения в массиве горных пород играют важную роль в определении критериев сохранения целостности ствола скважины при механическом воздействии во время бурения, влияния веса бурового раствора, и угла вскрытия пласта. Определяющее значение имеют ориентация, значение

и соотношение главных напряжений, а также механические свойства горных пород. Вертикальное напряжение в любой точке пласта эквивалентно массе породы над этой точкой и вычисляется путем интегрирования плотности по формуле (1).

$$S_v = g \int_0^z \rho dz \,, \tag{1}$$

где S_v– вертикальное напряжение [МПа];

g – ускорение свободного падения $[{}^{\text{м}}/_{\text{с}^2}]$;

ρ – плотность породы $[{}^{\text{кг}}/_{\text{м}^3}]$;

z – глубина по абсолютной отметке [м].

Поровое давление было рассчитано на основе градиента давления, по оценкам измерений порового давления. Величины максимального и минимального горизонтальных напряжений определялись с использованием пороупругой модели деформаций по формулам (2) и (3):

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu}\sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu}\alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E_{sta}}{1-\nu^2}\varepsilon_y + \frac{\nu E_{sta}}{1-\nu^2}\varepsilon_x \tag{2}$$

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu}\sigma_v - \frac{\nu}{1-\nu}\alpha P_p + \alpha P_p + \frac{E_{sta}}{1-\nu^2}\varepsilon_x + \frac{\nu E_{sta}}{1-\nu^2}\varepsilon_y \tag{3}$$

где σ_H – максимальное горизонтальное напряжение [МПа];

σ_h –минимальное горизонтальное напряжение [МПа];

E_{sta} – статический модуль Юнга [ГПа];

ν – коэффициент Пуассона;

σ_v – вертикальное (литостатическое) напряжение [МПа];

α –константа пороупругости Био;

P_p – пластовое давление (используется гидростатическое давление) [МПа];

ε_x – деформации в направлении минимальных горизонтальных напряжений [м];

ε_y – деформации в направлении максимальных горизонтальных напряжений [м].

После определения механических свойств и напряжений вдоль ствола скважины, для трех случаев интервалов срезок были определены свойства пород и напряжения (Рис 2.3), действующие в каждом из участков (Табл.2.1).

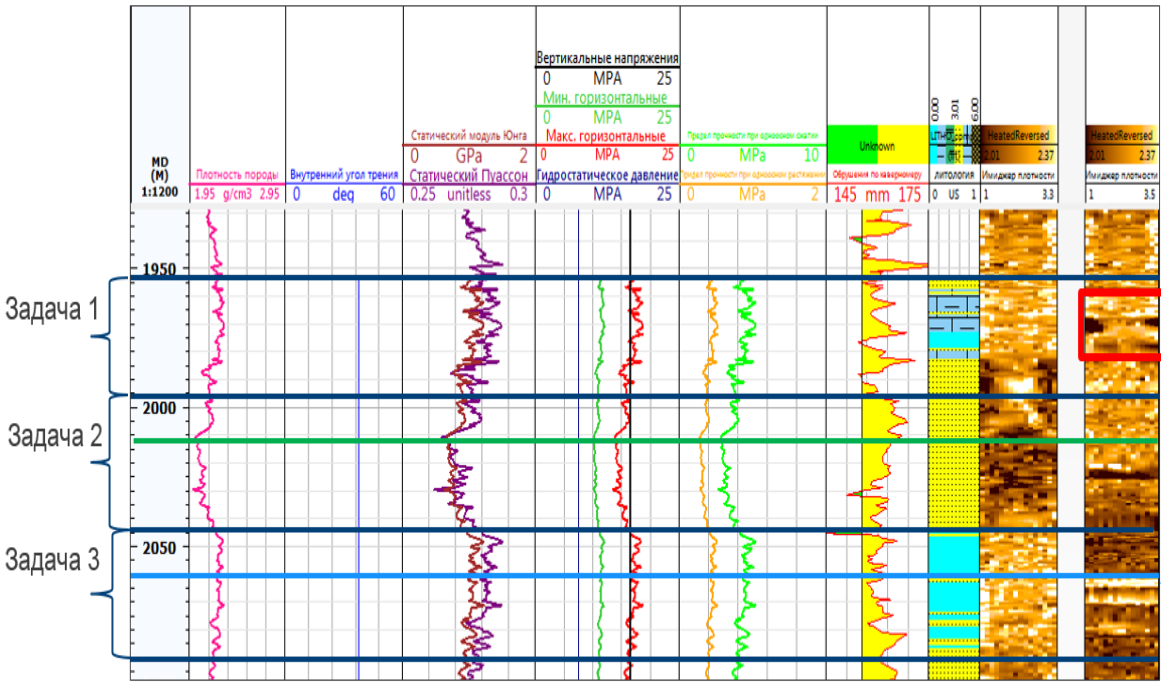

Рис.2.3. Модель механических свойств по скважине “fishbone” Восточно-Мессояхского месторождении. (Первый трек – глубина по стволу скважины, второй – плотность горной породы, третий – угол внутреннего трения, четвертый – статические коэффициент Пуассона и модуль Юнга, пятый – гидростатическое давление, Sv, SH, Sh, пятый – каверномер, шестой - предел прочности на разрыв, седьмой – предел прочности на сжатие, восьмой – литология, последний трек – микроимиджер).

Первая задача соответствует фактическому месту срезки бокового ствола. Вторая и третья задача соответствуют гипотетическим местам срезок при бурении в литотипах песчаник и алевролит.

Таблица 2.1

Напряжения и свойства породы, на трех рассматриваемых глубинах

№ Задачи:	1	2	3
Тип литотипа	Аргиллит	Песчаник	Алевролит
Глубина по стволу скважины (м)	1970	2013	2055
Вертикальные напряжения (МПа)	16,45	16,3	16,2

Максимальные горизонтальные (МПа)	18,6	14,2	16,7
Минимальные горизонтальные (МПа)	11,9	10,2	11,2
Гидростатическое давление (атм)	78	78	78
Внутренний угол трения (градусы)	37,5	37,5	37,5
Когезия, Па	1,24e6	0,96e6	1,1e6
Предел прочности при одноосном сжатии (МПа)	5,1	2,92	4,42
Коэффициент Пуассона	0,28	0,26	0,28
Плотность породы (г/см^3)	2,31	2,02	2,24
Модуль Юнга (ГПа)	1,22	0,68	1
Проницаемость, мкм^2	1	1	1
Пористость	0,2	0,2	0,2
Константа Био	0,8	0,8	0,8
Вязкость флюида, Па с	0,004	0,004	0,004
Объемный модуль сжатия флюида	1,5e9	1,5e9	1,5e9
Режим напряжений	Strike Slip	Normal Faulting	Strike Slip

Также в скважине был проведен анализ обрушений в разных стволах скважины. Процент обрушений рассчитывается по формуле (4):

$$\text{Процент обрушения} = \frac{\mathrm{DS} - \mathrm{BS}}{\mathrm{BS}} * 100\%\,, \tag{4}$$

где DS - фактические показания каверномера (мм);

BS –диаметр долота (мм).

На основе анализа обрушений, в скважине выделены прочные, менее прочные и непрочные интервалы (Рис.2.4).

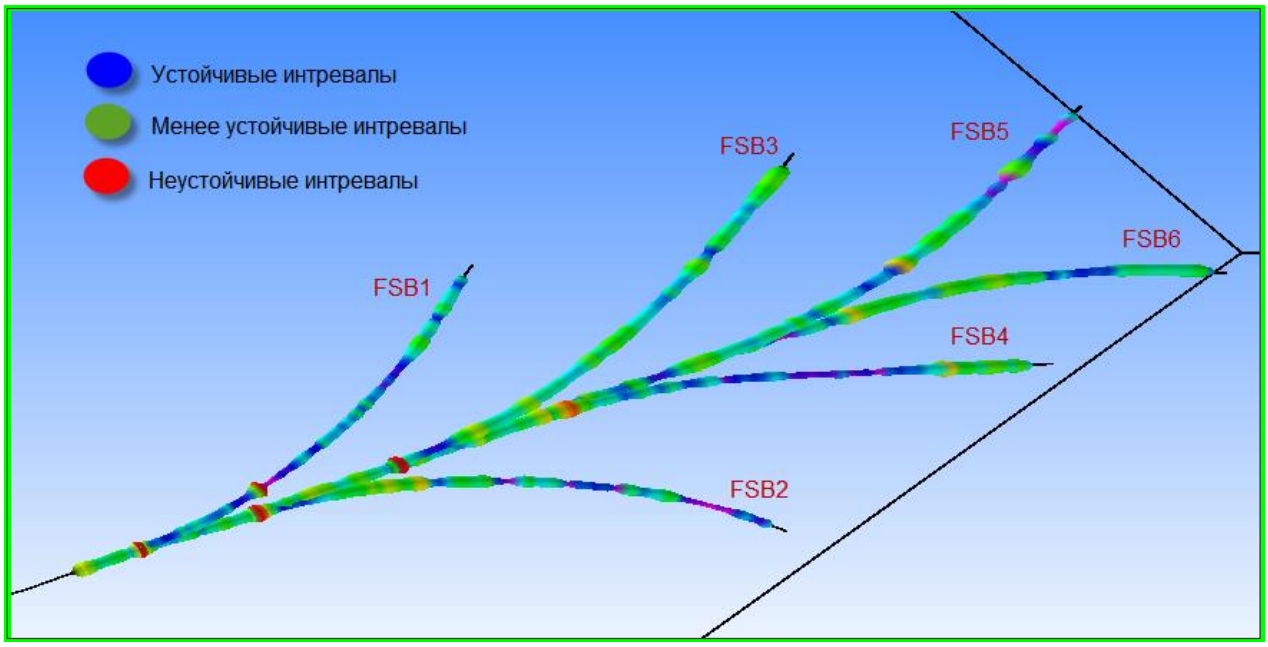

Рис.2.4 Анализ зон обрушений в многоствольной скважине

В интервалах срезок боковых стволов, выявлены наибольшие разрушения по каверномеру, что связано с естественным увеличением ствола скважины, на рисунке эти интервалы отмечены, как наименее прочные. Стволы скважин FB1, FB2, FB4 более прочны по сравнению со стволами FB3, FB5, FB6.

2.2 Метод конечных элементов

2.2.1 Использование метода конечных элементов (МКЭ) при анализе прочности ствола скважины

Широко распространённым методом решения является подход, основанный на аналитических зависимостях для решения задачи прочности ствола скважины. Недостатками такого метода являются неопределенности, связанные с кавернозностью и сложной геометрией скважины, а также данный подход не охватывает потребности в проведении пластических расчетов. Анализ прочности ствола скважины с учетом выше перечисленных факторов требует конечно-элементного моделирования.

2.2.2 Математическая модель

Рассмотрим задачу распределения напряжений вокруг околоскважинного пространства пороупругопластичности в ограниченной области Ω с границей Г. Математическая модель содержит уравнения для перемещения и давления,

которые получаются из уравнения равновесия и неразрывности. Обозначим вектор смещения пористой среды через u, а давление фильтрующегося флюида через p. В квазистационарном приближении напряженно-деформированное состояние пористой среды описывается с помощью уравнения равновесия по формуле (5):

$$\operatorname{div} \sigma^{eff}(\mathrm{u}, p) = 0 \tag{5}$$

Следуя определению Терцаги и Био, эффективные напряжения для пористых насыщенных пород имеют вид по формуле (6):

$$\sigma^{eff} = \sigma - \alpha p I = 2\mu(\varepsilon - \varepsilon^{p}) + \lambda\theta_{v} I - \alpha p I, \tag{6}$$

где σ^{eff} - тензор эффективного напряжения,

σ- полные напряжения,

α - константа Био, характеризующий связь между смещением и давлением,

p - поровое давление,

I – единичный тензор,

ε– тензор деформации, который определяется по формуле (7):

$$\varepsilon(u) = \frac{1}{2}(\operatorname{grad} u + \operatorname{grad} u^{T}) \tag{7}$$

$\mu,\ \lambda$ –коэффициенты Ламе (модули упругости), которые определяются по формулам (8) и (9):

$$\mu = \frac{E}{2(1+\nu)}, \tag{8}$$

$$\lambda = \frac{2\nu E}{(1+\nu)(1-2\nu)} \tag{9}$$

Модуль Юнга E описывает жесткость тела, т.е. способность тела сопротивляться одноосному сжатию, а коэффициент Пуассона ν – определят продольное расширение относительно продольного сжатия.

Объемная деформация θ_{v} определяется как сумма элементов главной

диагонали тензора деформаций ε по формуле (10):

$$\theta_v = \mathrm{tr}\,\varepsilon = \mathrm{div}\,u \tag{10}$$

Далее во всех случаях будем рассматривать только эффективные напряжения и для удобства используем $\sigma^{eff} = \sigma$.

В данной работе за основной критерий разрушения принят наиболее часто используемый в литературе для геомеханических задач критерий Мора-Кулона. В радиальной системе координат он записывается по формуле (11):

$$\frac{\sigma_{\theta\theta} - \sigma_{rr}}{2} - \frac{\sigma_{\theta\theta} + \sigma_{rr}}{2}\ sin\varphi - C \cdot cos\varphi = 0\,, \tag{11}$$

где $\sigma_{\theta\theta} -$ главные тангенциальные эффективные напряжения,

$\sigma_{rr} -$ главные радиальные эффективные напряжения,

$\varphi -$ угол внутреннего трения,

C- когезия породы.

Преобразуем критерий Кулона – Мора в зависимость тангенциального напряжения от радиального, используя предел прочности на одноосное сжатие (12):

$$\sigma_{\theta\theta} = \left(1 + \frac{2\sin\varphi}{1 - \sin\varphi}\right) \cdot \sigma_{rr} + \left(\frac{2\,cos\,\varphi}{1 - \sin\varphi} \cdot C\right) \tag{12}$$

Уравнение равновесие преобразуем с учетом (предыдущего) (13):

$$\frac{d\sigma_{rr}}{dr} - \left(\frac{2\sin\varphi}{1 - \sin\varphi}\right)\frac{\sigma_{rr}}{r} = \frac{1}{r}\left(\frac{2\,cos\,\varphi}{1 - \sin\varphi} \cdot C\right) - \frac{dp}{dr} \tag{13}$$

2.2.3 Постановка задачи

В качестве среды для проведения численного расчета использовался пакет Fidesys. Объектом исследований данной работы является область в интервале срезки боковых стволов многоствольной скважины. Исследуются распределения напряжений в околоскважинной зоне. В качестве модели был

рассмотрен ствол уровня 1, при котором основной ствол и боковые ответвления не имеют крепления обсадными трубами, прочность сочленения и его гидравлическая изолированность целиком зависит от свойств породы, в котором находится место сочленения.

2.2.4 Граничные условия

Околоскважинная область моделируется параллелепипедом, стороны которого располагаются по нормали к осям в системе координат (Рис.2.7). В таком объеме выделяется цилиндрическое отверстие, которое является основным стволом скважины и боковой ствол, поверхности которого соответствуют поверхностям не обсаженных стволов скважин. Расстояние от цилиндра до внешних границ объема выбирается по принципу Сен-Венана, таким образом, чтобы на внешней границе можно было считать затухшим механическое возмущение от вынутой из ствола породы и приложенного на внутреннюю стенку давления. На внешних границах параллелепипеда задаются граничные условия - в виде напряжений σ_v, σ_H и σ_h. На нижней границе модели устанавливается условие равенства нулю вектора перемещений. Внутри стенок скважины действует гидростатическое давление от бурового раствора. Поровое давление распределено равномерно по всему объему. Стенки стволов скважин непроницаемые.

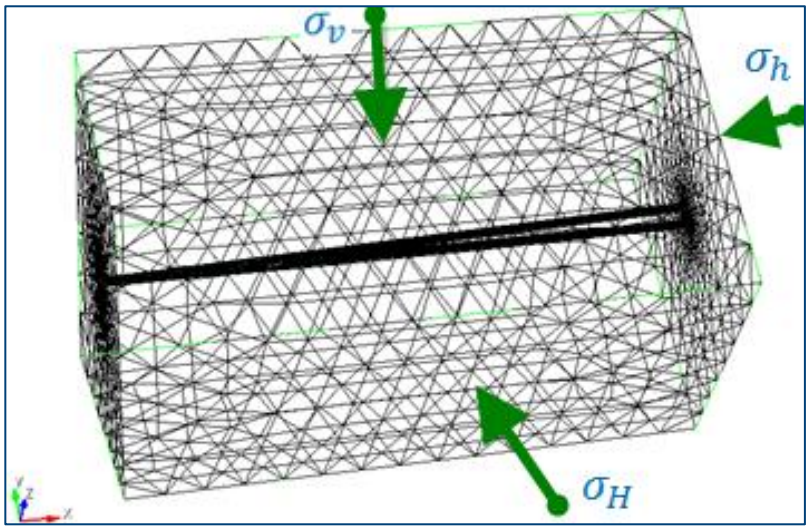

Рис.2.5 Модель скважины. σ_v – вертикальные, σ_H – максимальные горизонтальные, σ_h – минимальные горизонтальные напряжения.

2.2.5 Генерация конечно-элементной сетки

Расчёт методом конечных элементов предполагает разбиение всех элементов геометрической модели на некоторое число непересекающихся объёмов – элементов. Совокупность этих объёмов и математических связей между ними называется конечно-элементной сеткой.

ПО Fidesys выполняет автоматическую оценку качества сетки; в результате оценки может быть выдано предупреждение о неадекватном качестве построенной сетки. Предупреждение о возможном неадекватном качестве выдается в том случае, когда пользователь забывает вручную проверить его.

Автоматически определяются метрики качества форма для элементов-тетраэдров. Метрика форма изменяется от нуля до единицы; при этом ноль характеризует вырожденный или инвертированный элемент, а единица - равносторонний элемент. Качество сетки определяется минимальным значением метрики форма для элементов-тетраэдров; минимум берется по всем элементам сетки.

Расчетная сетка была построена при помощи инструмента “Построение сетки” в ПО Fidesys. На первом этапе построения модели был проведен анализ качества сетки (Рис.2.6). Оценка качества сетки выполнена с использованием метрики качества Форма.

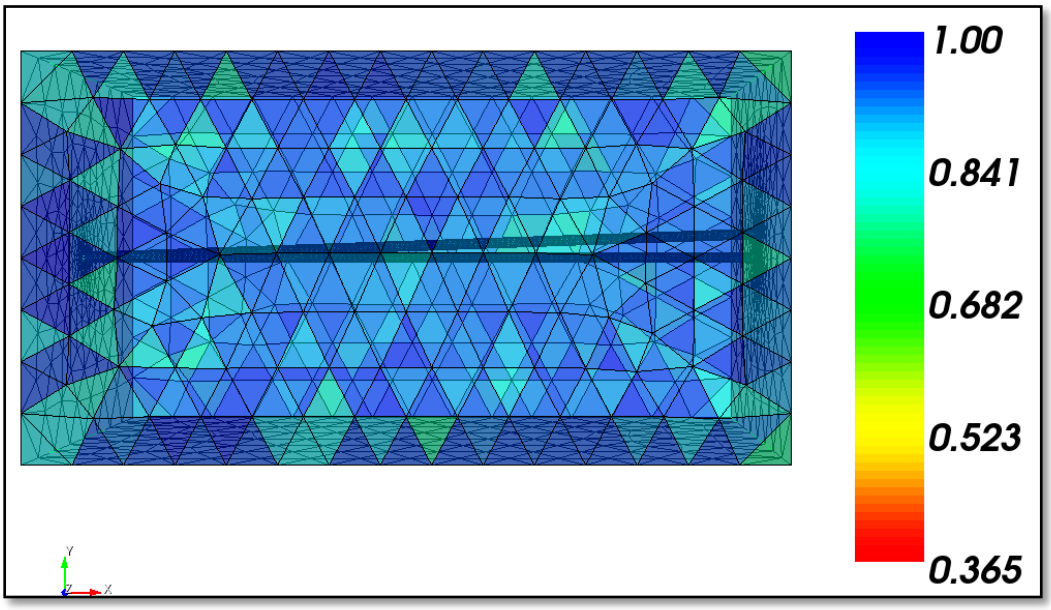

Рис.2.6 Анализ качества сетки

Метрика, используемая для оценки качества тетраэдральных элементов, приведена в таблице 2.2:

Таблица 2.2

Метрики оценки качества тетраэдральных элементов

Название метрики	Размерность	Диапазон изменения	Допустимый диапазон
Форма	-	от 0 до 1	от 0,2 до 1

Таблица 2.3

Выходные данные оценки качества сетки в модели многоствольной скважины

Function Name (Метрика)	Average (Ср. значение)	Std Dev (Ср. отклонение)	Minimum (id) (Минимум)	Maximum (id) (Максимум)
Shape	8.794e-01	6.637e-02	3.646e-01 (34121)	1.000e+00 (42935)

Как видно из таблиц 2.2 и 2.3, выходные данные оценки качества сетки в модели многоствольной скважины находятся в пределах допустимого диапазона изменения значений.

В теории метода конечных элементов процесс поиска минимально необходимой расчетной сетки для получения качественного расчета в задаче называется исследованием сходимости по расчетной сетке. Выбирается характерный параметр (в нашем случае – это радиальные напряжения), а затем производится расчет с последовательным измельчением расчетной сетки и сопоставляется с аналитическим (Табл. 2.4):

Таблица 2.4

Значение главных напряжений, при следующих вариантах количества элементов в сетке

Тип сетки	Теоретическое значение, МПа	Тетраэдры (TETRA10)				
Количество элементов в сетке		451252	523624	692880	720103	751329
σ_r	1	0,71e06	0,79e06	0,86e06	0,93e06	0,99e06
Тип сетки		Тетраэдры (TETRA4)				
σ_r	1	0,69e06	0,73e06	0,81e06	0,89e06	0,91e06

В виде граничных условий задавалось давление гидростатическое на стенку скважины равное 1МПа. И сравнивалось с теоретическим значением для двух типов сеток при различном числе элементов. По результатам варьирования числа элементов была выбран тип сетки TETRA 10.

2.3. Разработка скрипта для реализации модели многоствольной скважины

Внутри CUBIT имеется поддержка языка программирования, называемого APREPRO (алгебраический препроцессор для параметризации анализа конечных элементов).

Скрипт, написанный на языке APREPRO (ПРИЛОЖЕНИЕ), позволяет осуществить построение геометрии модели “fishbone”, с заданными свойствами породы, граничными условиями, осуществляет генерацию сетки, а также обеспечивает существенное ускорение процесса построения модели и проведение большого числа расчетов.

2.4 Критерии прочности для оценки разрушений

Критерий Кулона-Мора

В работе [12] описана модель Мора-Кулона, состоящая из системы линейных уравнений в главных напряжениях, описывающих условия, при которых изотропный материал разрушится, пренебрегая влиянием промежуточного главного напряжения.

Критерий может быть записан как функция в наибольших и минимальных главных напряжениях или в нормальных и сдвиговых напряжениях. Когда все главные напряжения сжимающие, эксперименты показывают, что критерий хорошо подходит для горных пород, где предел прочности при одноосном сжатии C_0 много больше чем предел прочности при одноосном растяжении T_0, $\frac{C_0}{T_0} > 10$. Положения Мора основаны на утверждении, что разрушения зависят только от σ_1 и σ_3, и форма кривой разрушения, являющаяся геометрическим местом точек σ и τ, может быть линейной и нелинейной. Положения Кулона базируются на линейном критерии обрушения, определяемом критической комбинацией σ и τ, которые вызывают обрушение на какой-то из плоскостей (Рис.2.7).

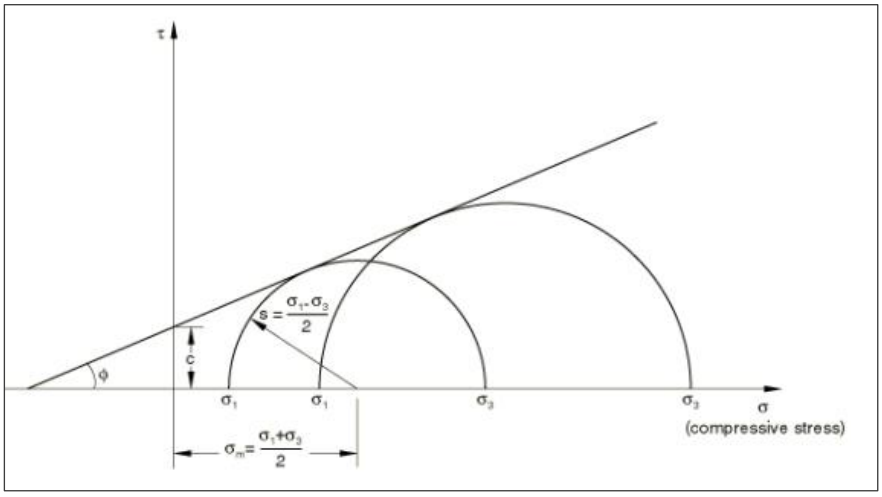

Рис.2.7 Линейный критерий прочности Мора-Кулона в пространстве главных напряжений

Тем самым, модель Мора-Кулона определяется по формуле (5)

$$\tau = C - \sigma \tan \varphi \,, \qquad (14$$

где σ - отрицательное напряжение при сжатии.

Из кругов Мора формула (6) и (7)

$$\tau = S \cos\varphi \,, \qquad (15$$

$$\sigma = \sigma_m + S \sin\varphi \qquad (16$$

Сделав замену для τ и σ, помножив обе части на $\cos\varphi$, и сделав сокращения, модель Мора-Кулона может быть записана следующим образом (формула 8):

$$S + \sigma_m \sin\varphi - C \cos\varphi = 0\,, \qquad (17$$

где $S = \frac{1}{2}(\sigma_1 - \sigma_3)$ - полуразность значений между максимальным и минимальным главным напряжениями;

$\sigma_m = \frac{1}{2}(\sigma_1 + \sigma_3)$ - среднее значение между максимальным и минимальным главными напряжениями;

φ –угол внутреннего трения;

С – когезия материала.

Критерий Мора-Кулона может быть записан, как (формула 9)

$$\pm\frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} = a\frac{\sigma_1 + \sigma_2}{2} + b, \pm\frac{\sigma_2 - \sigma_3}{2} = a\frac{\sigma_2 + \sigma_3}{2} + b, \pm\frac{\sigma_3 - \sigma_1}{2} = a\frac{\sigma_3 + \sigma_1}{2} + b\,, \qquad (18)$$

где

$$a = \frac{m-1}{m+1}, m = \frac{C_0}{T_0} = \frac{1+\sin\varphi}{1-\sin\varphi}, b = \frac{1}{m+1}, C_0 = \frac{m}{m+1}, T_0 = \frac{C_0}{2}(1-\sin\varphi) \text{ и}$$

$$0 \le a < 1$$

T_0 теоретический предел прочности при одноосном растяжении на диаграмме Мора-Кулона.

Форма поверхности обрушения в пространстве главных напряжений зависит от критерия обрушения: как показано на Рис.2.8, 6 уравнений представляют собой 6 плоскостей, которые пересекают друг друга, образуя 6 ребер, и определяя шестигранную пирамиду.

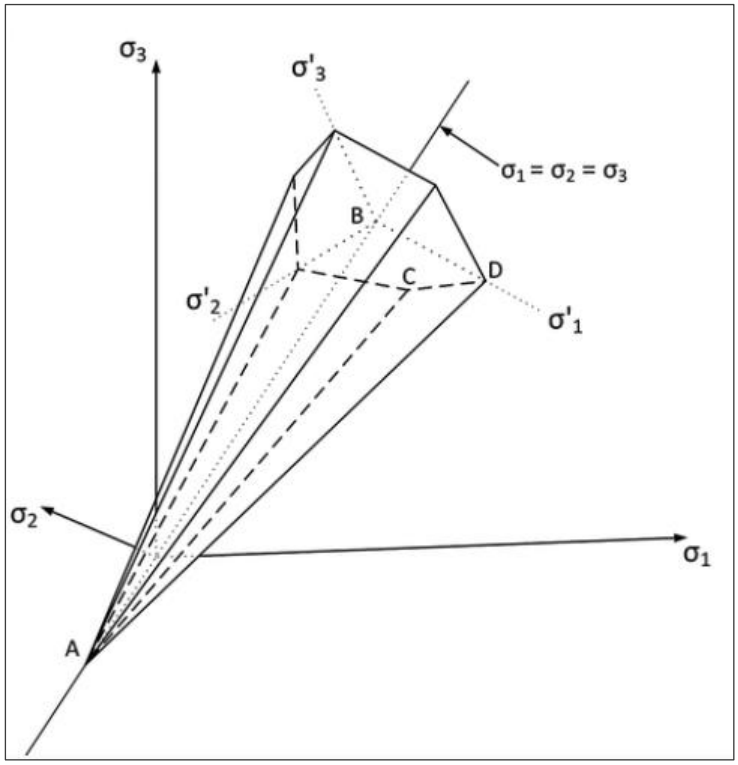

Рис.2.8 Линейный критерий прочности Мора-Кулона в девиаторной плоскости

Преимущество критерия Кулона-Мора заключается в том, что он имеет большую степень совпадения с данными экспериментальных исследований прочности в широком спектре действующих напряжений. Недостаток данного критерия заключается в том, что для проведения анализа необходимо знать заранее максимальную и минимальную величину среди трех главных напряжений.

Модели Друкера-Прагера

Критерий разрушения Друкера-Прагера был сформирован как обобщенный критерий Мора-Кулона для пород. Он может быть записан как (формула 10):

$$\sqrt{J_2} = \lambda I_1' + \kappa\,, \tag{19}$$

где λ и κ, константы материала;

J_2- второй инвариант девиатора тензора напряжений;

I_1'- первый инвариант девиатора тензора напряжений, и определяются по формулам (11) и (12):

$$I_1' = \sigma_1' + \sigma_2' + \sigma_3' \tag{20}$$

$$J_2 = \frac{1}{6}[(\sigma_1' - \sigma_2')^2 + (\sigma_1' - \sigma_3')^2 + (\sigma_3' - \sigma_2')^2] \tag{21}$$

где σ_1', σ_2' и σ_3' главные эффективные напряжения.

Когда критерий описывается в рамках октаэдрического сдвигового напряжения, τ_{oct}, и октаэдрического нормального напряжения σ_{oct}', принимает форму:

$$\tau_{oct} = \sqrt{\frac{2}{3}}\,(3\lambda\sigma_{oct}' + \kappa)\,, \tag{22}$$

где $\sigma_{oct}' = \frac{1}{3}I_1'$;

$\tau_{oct} = \sqrt{\frac{2}{3}J_2}$.

Параметры λ и κ могут быть найдены через трехосный тест на сжатие и представлены через внутренний угол трения и когезию по формуле (14) и (15)

$$\lambda = \frac{2\sin\varphi}{\sqrt{3}\,(3 - \sin\varphi)}, \tag{23}$$

$$\kappa = \frac{6c\cos\varphi}{\sqrt{3}\,(3 - \sin\varphi)}, \tag{24}$$

где с и φ когезия и внутренний угол материала, соответственно.

Преимущество критерия прочности Друкера-Прагера состоит в том, что он учитывает все три нормальных напряжения по сравнению с критерием Мора-Кулона, который рассматривает только максимальное и минимальное главные напряжения. В результате при проведении анализа не требуется выбирать, какое из напряжений важнее, поскольку все напряжения являются таковыми.

В данной работе за основной критерий разрушения принят наиболее часто используемый в литературе для геомеханических задач критерий Мора-Кулона.

2.5. Оценка напряжений в конечно-элементной пороупругопластической модели многоствольной скважины

Для детальной оценки околоскважинной зоны был проведен анализ эффективных главных напряжений. Критерием прочности выступал критерий Мора-Кулона. Трех интервалов срезок были оценены разрушения (Рис.2.9, Рис.2.11 и Рис.2.).

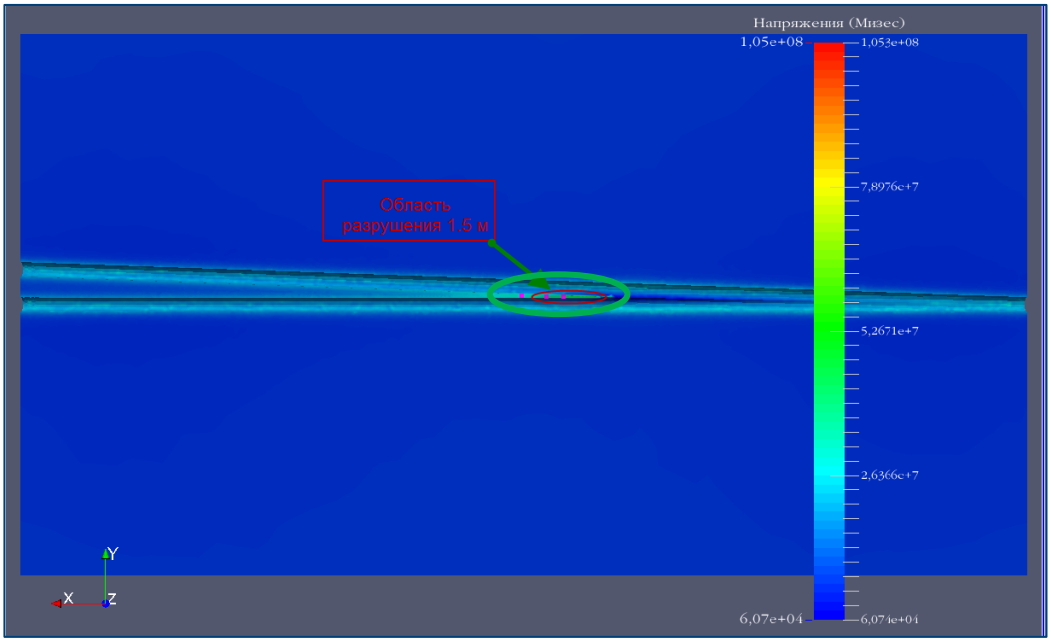

Рис.2.9 Горизонтальный разрез многоствольной скважины (задача № 1)

Для анализа напряжений было выгружено облако точек в области интервала соединения. Данное облако было отложено на диаграмме p-q (Рис.2.10), где p и q определяются по формулам (25) и (26):

$$q = \sqrt{\frac{1}{\sqrt{2}}[(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2]} \tag{25}$$

$$p = \frac{1}{3}(\sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3) \tag{26}$$

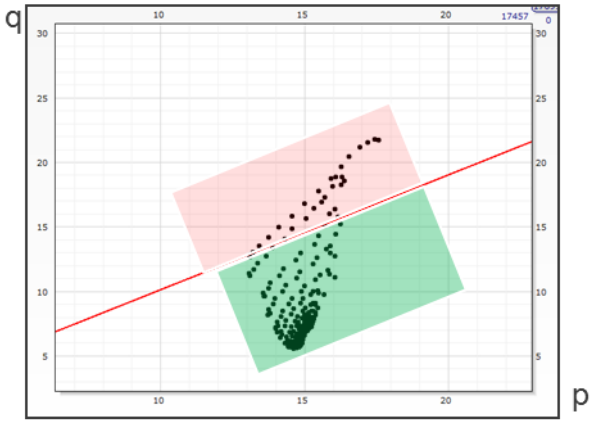

Рис.2.10 Оценка напряжений в пространстве p-q (задача №1). Красная область соответствует обрушенной области, зеленая – неразрушенной.

По точечно проанализировав интервал срезки МСС, были выявлены наименее прочные области. Аналогично, были проанализированы два других интервала срезки, и определены области разрушений.

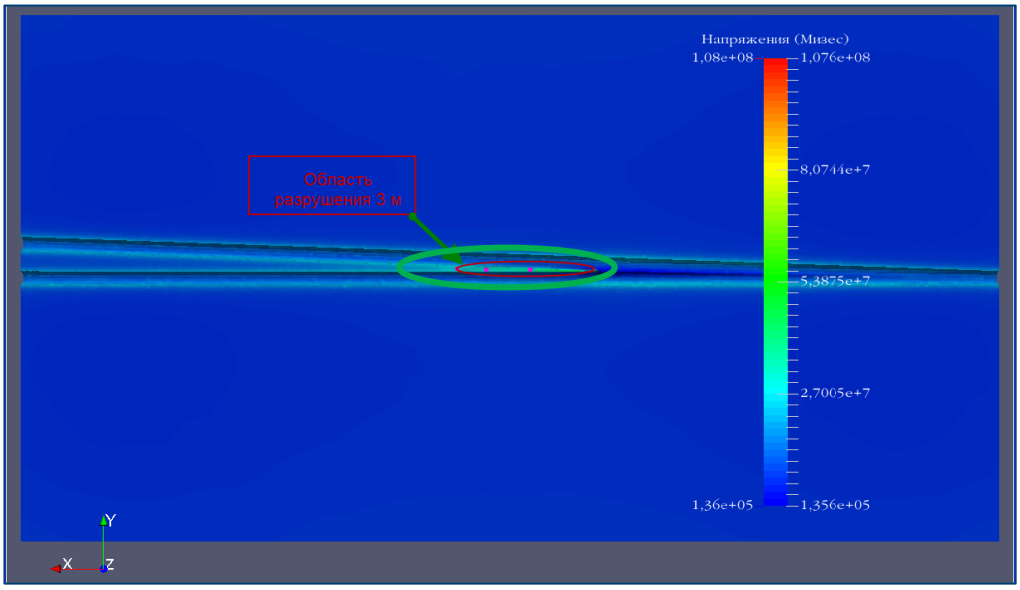

Рис.2.11 Горизонтальный разрез многоствольной скважины (задача № 2)

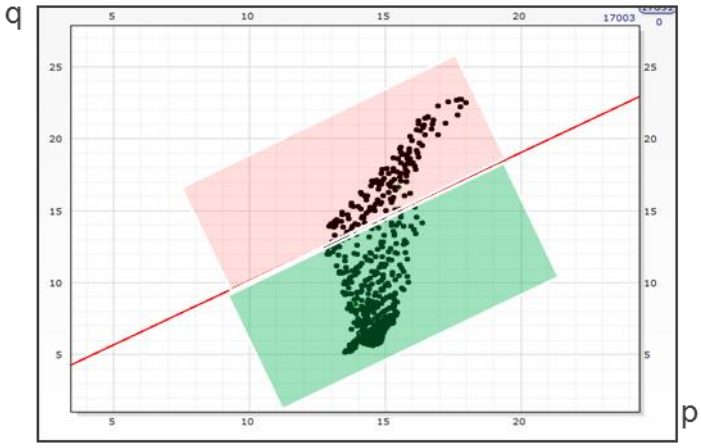

Рис.2.12 Оценка напряжений в пространстве p-q (задача №2). Красная область соответствует обрушенной области, зеленая – неразрушенной.

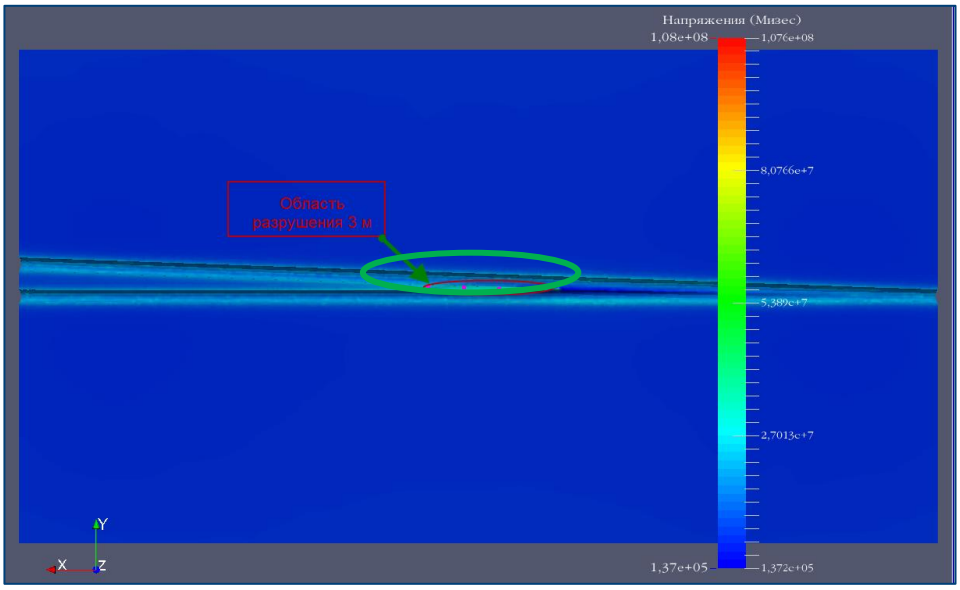

Рис.2.13 Горизонтальный разрез многоствольной скважины (задача № 3)

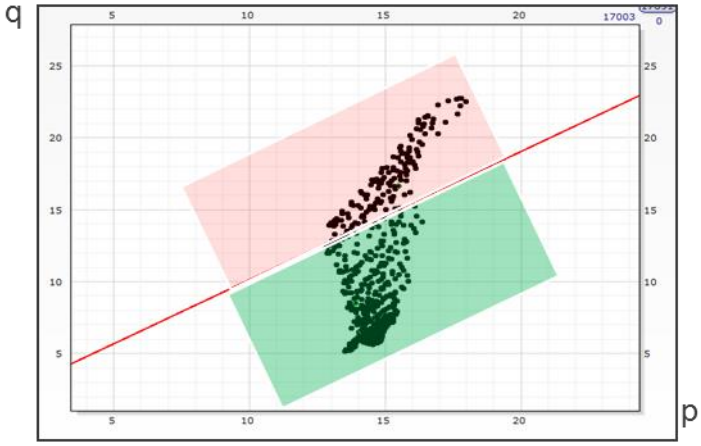

Рис.2.14 Оценка напряжений в пространстве p-q (задача №3). Красная область соответствует обрушенной области, зеленая – неразрушенной.

Для оптимизации окна бурового раствора была проварьирована плотность бурового раствора от 1.2 до 1.5 г/см^3.

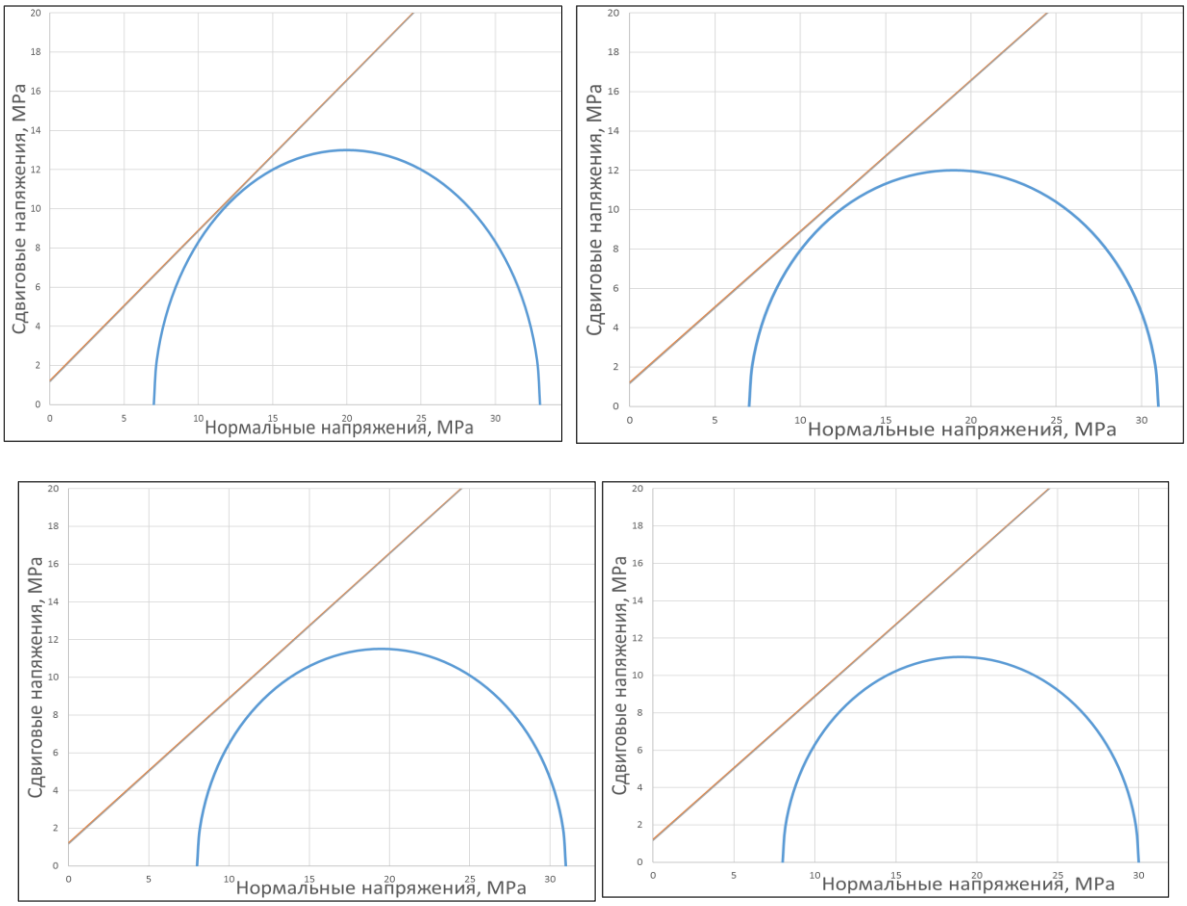

Рис.2.12 Круги напряжений для различных значений плотностей бурового раствора (прямая линия соответствуют критерию Кулона-Мора, при угле внутреннего трения породы 37,5 градусов и когезии 1,24 МПа.)

Как видно из Рис.2.12, огибающая предельных кругов напряжений помогает понять, как изменение параметра бурового раствора, такого как его плотность влияет на прочность интервалов срезок МСС. Напряжениями, представленными на кругах Мора, являются главные наибольшие и наименьшие напряжения. Таким образом, увеличение плотности бурового раствора влияет на наибольшие и наименьшие главные напряжения и приводит к уменьшению круга напряжений.

ГЛАВА 3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА

Расчет дебита

Расчет дебита скважин с многозабойным окончанием основан на взаимосвязи между темпом добычи и текущим давлением скважины, известным как соотношение производительности притока, которое является инструментом, позволяющим понять поведение пласта и скважины и количественно оценить текущую и будущую производительность и эксплуатационные условия скважины.

Расчет дебита проводится на основе аналитической модели эмпирической корреляции Фогеля по формуле (16):

$$q = q_{max}\left(1 + a\left(\frac{P\text{заб}}{Pmax}\right)^{b} n^{c} + d\left(\frac{k\text{н}}{k\text{в}}\right)^{e}\left(\frac{P\text{заб}}{Pmax}\right)^{f} + gL\right)k\text{в} \quad (27)$$

где q_{max}– максимально достижимый дебит скважины (при нулевом давлении), м^3/сут;

Pзаб – давление на забое, МПа;

$Pmax$ – максимальное давление в пласте, МПа;

n – количество боковых стволов;

kн – горизонтальная проницаемость по нефти, мД;

kв – вертикальная проницаемость по нефти, мД;

L – длина бокового ствола;

a, *b*, *c*, *d*, *e*, *f* – расчетные рекуррентные коэффициенты (Табл. 3.1).

Таблица 3.1

Рекуррентные коэффициенты

a	b	c	d	e	f	g
1,056150	1,35	0,12837	-2,49525	-0,02782	1,7	0,0000025

Максимально достижимый дебит скважины рассчитывается по индексу продуктивности скважины по формуле (17):

$$q_{max} = P_{max}\, PI \tag{28}$$

где PI – индекс продуктивности скважины (18), м^3/сут/МПа.

$$PI = \frac{Q}{\Delta P}, \tag{29}$$

где Q – дебит скважины, м^3/сут;

ΔP – депрессия на пласт, МПа.

Результаты расчета дебита приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2

Расчет дебита скважины

q_{max}, м^3/сут	$P_{заб}$, МПа	$P_{мест}$, МПа	k_h, мД	k_v, мД	n	l, м	q, м^3/сут
982,1	13,1	13,3	75	0,214	5	100	784,2

Дебит скважины составит 784,2 м^3/сут, что превышает дебит аналогичной одноствольной скважины на 43%.

Рассмотренная технология бурения боковых стволов «Fishbone» обладает рядом преимуществ против традиционного способа строительства многоствольных скважин, таких как увеличенная площадь фильтрации флюида, увеличение дебита. Все это ведет к увеличению затрат на строительство скважин с одной стороны и интенсификации притока нефти в скважину с другой. Оба этих фактора в совокупности оказывают положительное влияние на увеличение прибыли нефтяных компаний, что подтверждает произведенный выше расчет.

ГЛАВА 4. ОХРАНА ТРУДА

Использование технического оснащения при постройке скважин сопровождается выбросами вредоносных элементов в атмосферу. Одной из главных характеристик уровня загрязнения атмосферы считается объем выброса вредоносных элементов с отдельного источника и их совокупности.

При оценке воздействия на окружающую среду источников загрязнения работы можно разбить на следующие этапы: строительно-монтажные работы, подготовительные работы к бурению, бурение, крепление.

Оценка воздействия на окружающую среду проводится для условий строительства, оказывающих максимальное неблагоприятное воздействие, то есть для максимальной продолжительности строительства и максимального расхода топлива.

По характеру местонахождения и по режиму эксплуатации на площадке строительства скважины различаются следующие группы источников:

- объекты производства электроэнергии – дизельные электростанции (подготовительные работы к бурению, бурение, крепление, заканчивание);
- объекты теплоснабжения – теплогенераторы (бурение, крепление), котлы (подготовительные работы, заканчивание);
- площадка спецтехники (периодически на протяжении всего цикла строительства);
- склад химических реагентов (работает периодически, по мере необходимости приготовления растворов);
- сварочный пост, окрасочный пост (строительно-монтажные работы);
- блок очистки бурового раствора – дегазатор (работает на протяжении периода бурения);
- участок заправки спецтехники (работает периодически на протяжении всего цикла строительства);

- участок сжигания ветоши (работает 24 часа).

Загрязнение атмосферы в ходе подготовки к постройке и строительстве скважины происходит:

- при работе теплогенератора в атмосферу выделяются: азота диоксид, азота оксид, сажа, углерода оксид, серы диоксид, бензпирен, формальдегид, керосин;

- при работе источников электроснабжения в атмосферу выделяются: азота диоксид, азота оксид, сажа, углерода оксид, серы диоксид, бензпирен, формальдегид, керосин;

- при работе спецтехники в атмосферу выделяются: азота диоксид, азота оксид, сажа, углерода оксид, серы диоксид, керосин;

- при производстве сварочных работ в атмосферу выделяются: железа оксид, марганец и его соединения, азота диоксид, азота оксид, углерода оксид, фториды газообразные, фториды плохорастворимые, пыль

- неорганическая;

- при использовании химических веществ в атмосферу выделяются: бария сульфат, натр едкий, натрия хлорид, динатрия карбонат, пентанатрий трифосфат, окзил, взвешенные вещества, пыль неорганическая, карбоксиметилцеллюлоза;

- при хранении ГСМ в резервуарах в атмосферу выделяются: дигидросульфид, углеводороды С12-С19, метан, бутан, пентан, гексан;

- при окраске оборудования в атмосферу выделяются: ксилол, уайт-спирит, взвешенные вещества;

- при дегазации бурового раствора в атмосферу выделяются: метан, бутан, пентан;

- при заправке спецтехники в атмосферу выделяются: сероводород, углеводороды непредельные С12-С19;

- при сжигании ветоши в атмосферу выделяются: азота диоксид, азота оксид, гидрохлорид, серы диоксид, углерода оксид, гидрофторид, взвешенные вещества.

Перечень загрязняющих веществ

Предельно-допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ, выбрасываемых в атмосферный воздух, при строительстве скважины представлены в Таблице 4.1. По результатам расчета рассеивания превышение ПДК на границе ориентировочной СЗЗ (1000 м) не наблюдается.

Зона влияния 0,05 $ПДК_{м.р.}$ определена на расстоянии: по диоксиду азота – 6000 м; по оксиду азота – 4000 м; по саже – 2500 м; по диоксиду серы – 2100 м; по оксиду углерода – 1000 м; по бензапирену – 1100 м; по формальдегиду – 2100 м; по керосину – 1700 м.

Таблица 4.1

Перечень загрязняющих веществ, выбрасываемых в атмосферу при строительстве скважины

Вещество		Используемый критерий	Значение критерия, мг/м^3	Класс опасности	Суммарный выброс вещества	
код	Наименование				г/с	т/период
0123	диЖелезо триоксид (Железа оксид) (в пересчете на железо)	ПДК с/с	0,04000	3	0,0157006	0,003420
0143	Марганец и его соединения (в пересчете на марганца (IV) оксид)	ПДК м/р	0,01000	2	0,0003264	0,000207
0150	Натрий едкий	ОБУВ	0,01000		0,0000018	0,000002
0155	диНатрий карбонат (Натрия карбонат, Сода кальцинированная)	ПДК м/р	0,15000	3	0,0000004	0,000000
0161	пентаНатрий трифосфат (Натрий триполифосфат)	ПДК м/р	0,30000	3	0,0000002	0,000000
0167	Оксил (Хром-лигно-сульфонат)	ОБУВ	1,00000		0,0000071	0,000007
0301	Азота диоксид (Азот (IV) оксид)	ПДК м/р	0,20000	3	4,89225	3,450177
0304	Азот (II) оксид (Азота оксид)	ПДК м/р	0,40000	3	4,7001952	3,364173
0316	Соляная кислота	ПДК м/р	0,20000	2	0,0000861	0,000003
0328	Углерод (Сажа)	ПДК м/р	0,15000	3	0,7904684	0,983382
0330	Сера диоксид (Ангидрид сернистый)	ПДК м/р	0,50000	3	2,1164045	1,078362
0337	Углерод оксид	ПДК м/р	5,00000	4	9,8639087	7,569165
0342	Фториды газообразные	ПДК м/р	0,02000	2	0,0003327	0,000397
.0344	Фториды плохо растворимые	ПДК м/р	0,20000	2	0,0004595	0,000683
0402	Бутан	ПДК м/р	200,00000	4	0,0000180	0,000018
0405	Пентан	ПДК м/р	300,00000	4	0,0003506	0,000351
0410	Метан	ОБУВ	50,00000		0,0336821	0,033755
0703	Бензапирен (3,4-Бензпирен)	ПДК с/с	0,00000	1	0,0000215	0,000008

При разработке мероприятий по сокращению выбросов проектной документацией предусмотрены следующие технологические мероприятия:

•Регулярный надзор за соблюдением научно-технического распорядка производства

•регулярный контроль работы контрольно-измерительных приборов и автоматических систем управления технологическими процессами;

•использование высококачественного сырья (дизельного топлива, конденсата), при работе на котором обеспечивается снижение выбросов загрязняющих веществ;

•хранение и доставка ГСМ осуществляется спецтранспортом или в герметичных емкостях, с последующей закачкой в емкости для ГСМ, что предотвращает утечки из емкостей и предупреждает возгорание;

•контроль герметичности циркуляционной системы, шламовых и буровых насосов, трубопроводов и другого технологического оборудования.

Так же проектной документацией предусмотрен ряд планировочных мероприятий с целью предотвращения скученности источников выброса загрязняющих веществ, и снижения их негативного воздействия на персонал (буровая бригада), временно проживающий в вагон-городке – схемой расположения бурового оборудования предусмотрено четко регламентированное расположение технологического оборудования, агрегатов, жилых и бытовых помещений.

Заключение

По результатам работы сделаны следующие выводы:

1. Определение механических свойств и напряжений вдоль ствола скважины.
2. Разработка численной модели многоствольной скважины.
3. Анализ моделей околоскважинного пространства в зависимости от свойств горной породы и напряженного состояния для характерного диапазона механических свойств горной породы в пороупругопластической показало, что наиболее прочными интервалами для проведения срезок является порода типа аргиллит.
4. Проведен анализ прочности интервалов срезки при разных плотностях бурового раствора и определена оптимальная плотность бурового раствора при которой отсутствуют обрушения равная 1.3 г/см^3.
5. Разработанный скрипт на языке программирования CUBIT, обеспечивает существенное ускорение процесса построения модели и проведения большого числа расчетов.

Список использованных источников

1. И.П. Заикин, К.В. Кемпф; О.Л. Готлиб; С.В. Ефимов; С.В. Выхристюк; А.М. Насыров. 2011. ОАО НК “Роснефть”.
2. Воронин А.Е., Гильманов Ю.Х., Еремеев Д.М. 2017. Анализ применения роторной управляемой системы при проведении зарезок в открытом стволе в многозабойных скважинах «рыбья кость» на Восточно-Мессояхском месторождении. SPE-187702-RU.
3. Aadnoy, B.S. and T.S. Froitland. 1991. Stability of Adjacent Boreholes. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol.6, No.1, 37-43.
4. Aadnoy, B.S. and C. Edland. 1999. Borehole Stability of Multilateral Junctions. SPE 56757.
5. Bayfield, M., Fisher, S.L. and Ring, L.M. 2000. Burst and Collapse of a Sealed Multilateral Junction: Numerical Simulations. SPE 63813.
6. Fuentes, J.A., Economides, M.J., and Carbonell, R.S. 1999. Stability of Junctures for Multilateral-Multibranched Wells. SPE 57279.
7. Li, Q., Mohamad, H., Bakhtiari, S.. 2013. Numerical Modeling of Multilateral Junction Stability in the Montney Shale. SPE-167227-MS.
8. Manriquez, A.L., Podio, A.L., and Sepehrnoori, K. 2004. Modeling of Stability of Multilateral Junctions Using Finite Element. ARMA-04-047.
9. Papanastasiou, P., Sibai, M., Heiland, J., et al.2006. Stability of a multilateral Junction. Experimental Results and Numerical Modeling. SPE 78212.
10. Guangyu Xing, Fuxiang Guo, Cheng Song, Yongcai Sun, CNPC. 2012. Fishbone Well Drilling and Copletion Technology in Ultra-thin Reservoir. IADC/SPE 155958.
11. Ларри Лейк. 2014.Справочник инженера-нефтяника. Том II. Инжиниринг бурения.
12. Joseph F. Labuz. 2012. Mohr–Coulomb Failure Criterion. Rock Mechanics and Rock Engineering.
13. Ewy, R. T. 1998. Wellbore stability predictions using a modified Lade criterion. SPE/ISRM 47251.

14. Adel M. Al-Ajmi. RobertW. Zimmerman. 2007. The Mogi-Coulomb true-triaxial failure criterion and some implications for Rock Engineering.

15. Leandro R. Alejano. 2012. Drucker–Prager Criterion. Rock Mechanics and Rock Engineering.

ПРИЛОЖЕНИЕ. Часть скрипта для реализации трехмерной модели скважины с ответвлением на языке программирования CUBIT

```
reset
# Укажить путь CSV файлам
cd '\\ GEOMECHANICS\02_Exchange\Fidesys - DO NOT DELETE\CSV '
#----------CASE 1------------
create Cylinder height 80 radius 0.10955
create Cylinder height 80 radius 0.10955
rotate volume all angle 90 about Y include_merged
rotate volume 2 angle 2 about z include_merged
webcut body 2 with plane xplane
delete Volume 3
unite body all
compress all
brick x 30 y 20 z 8
subtract body 1  from body 2
compress all
webcut body 1 with plane xplane offset -4
delete body 2
compress all
webcut body 1 with plane yplane offset -4
delete body 1
compress all
webcut body 1 with plane yplane offset 4
delete body 2
compress all
```

```
# ------ BC BEGIN ------
# --- fix Lower Boundary
create displacement  on surface 2 dof all fix 0
# ---
# --- create Vertical stress SVERTICAL
create pressure  on surface 1  magnitude 16.45e6
# ---
# --- create gravity
create gravity on volume 1
modify gravity 1 dof 3 value -9.81
# ---
# --- create Horizontal stress SHMAX
create pressure  on surface 4 3  magnitude 18.6e6
# ---
# --- create Horizontal stress SHMIN
create pressure  on surface 12 11  magnitude 11.9e6
# ---
# --- create water pressure 78 атмосфер
create pressure  on surface 5 9 10 magnitude 7.903e6
#-------------------ЗАДАДИМ ПОРОВОЕ ДАВЛЕНИЕ-------------------------
create porepressure on volume 1 value 7.8e+6
# ------ BC END ------
create material 1
modify material 1 name 'medium_druc'
modify material 1 set property 'MODULUS' value 1.22e+9
modify material 1 set property 'POISSON' value 0.28
modify material 1 set property 'DENSITY' value 2310
```

```
modify material 1 set property 'ISO_ULTIMATE_STRENGTH_COMPR' value 5.1e6
modify material 1 set property 'ISO_ULTIMATE_STRENGTH' value 0.51e+06
modify material 1 set property 'COHESION' value 2.9e+04
modify material 1 set property 'INT_FRICTION_ANGLE' value 37.5
modify material 1 set property 'POROSITY' value 0.2
modify material 1 set property 'BIOT_ALPHA' value 0.8
modify material 1 set property 'FLUID_DENSITY' value 850
modify material 1 set property 'PERMEABILITY' value 100
modify material 1 set property 'FLUID_VISCOCITY' value 0.004
# ---- MATERIAL END ----
# --- Meshing
surface 4 8 size 1
surface 4 8 scheme Trimesh
mesh surface 4 8
volume 1 scheme Tetmesh
Volume 1 size 1
mesh volume 1
# --- BLOCK
block 1 add volume 1
block 1 element type TETRA10
block 1 material 'medium_druc'
```