

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 Геологии и разработки нефтяных месторождений

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Применение аналитических моделей для оценки параметров трещины гидравлического разрыва пласта на основе данных эксплуатации скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.66(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Стариков Максим Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
зав. кафедрой ГРНМ	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2017 г.

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ГРНМ

_____ Чернова О.С.

(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
2ТМ51	Старикову Максиму Александровичу

Тема работы:

Применение аналитических моделей для оценки параметров трещины гидравлического разрыва пласта на основе данных эксплуатации скважин на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

24.07.2014, 6174/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:

15.08.2017

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

1. Данные по добыче скважин (дебит, забойное давление)
2. Отчеты по проведению гидравлического разрыва пласта
3. Отчеты по проведению гидродинамических исследований скважин

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Расчет параметров трещины ГРП по методу анализа данных добычи для вертикальных скважин Казанского месторождения 2. Моделирование трещины в специализированном программном обеспечении по данным отчетов ГРП 3. Анализ проведенных ГДИС 4. Создание синтетической модели, включающей горизонтальную скважину с многостадийным ГРП и применение к ней аналитических моделей 5. Анализ полученных результатов и неопределенностей
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Зависимости расчетного и фактического дебитов скважин от времени.</p> <p>Геометрии трещин ГРП, полученные по данным моделирования</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор Белозеров В.Б.
Социальная ответственность	Доцент Мищенко М.В.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедрой ГРНМ	Чернова О.С.	К.Г-М.Н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Стариков Максим Александрович		26.06.2017

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Старикову Максиму Александровичу

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

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочая зона – объекты Казанского месторождения</p> <p>Вредные факторы - метеоусловия, вредные вещества, освещение, электромагнитные поля.</p> <p>Опасные факторы – пожар, взрыв, температурное воздействие, высокие давления.</p> <p>Негативные воздействия на окружающую природную среду – загрязнение атмосферы, гидросферы, литосферы.</p> <p>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"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>Процесс нефтедобычи является наиболее мощным и длительно действующим источником воздействия на недра, поскольку сопровождается изъятием из них на протяжении десятилетий в больших объемах природных ресурсов (нефти, пластовых вод и попутного нефтяного газа) и закачкой в недра для системы ППД сточных вод (в основном, попутных), а при их недостатке – свежих, специально добываемых подземных вод.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>Пожароопасность, взрывоопасность, опасность поражения молнией, поражение электрическим током (защитное заземление и зануление), работа с химическими реагентами, механические травмы.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 	<p>Оценка воздействия месторождения на состояние земельных ресурсов, атмосферный воздух, состояние поверхностных вод.</p>

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

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ51	Стариков Максим Александрович		26.06.2017

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

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ51	Старикову Максиму Александровичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость ресурсов для проведения ГРП, выплаты подрядчику за проделанную операцию
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Капитальные затраты на проведение операции ГРП, операционные затраты при добыче нефти
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Принятая налоговая ставка 45%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Расчет экономической выгоды от применения аналитических моделей для оценки параметров трещины
2. Разработка устава научно-технического проекта	Разработка рекомендаций по применению аналитических методов оценки параметров трещины ГРП
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Планирование проведения операций ГРП, ГДИС. Расчет упущенной добычи в результате проведения ГДИС
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Определение экономической эффективности с помощью дерева решений

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Дерево решений для выбора оптимального варианта разработки скважинами с ГРП

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		26.06.2017

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ51	Стариков Максим Александрович		26.06.2017

Результаты обучения

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

Список принятых сокращений

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

КВД – кривая восстановления давления

КВУ – кривая восстановления уровня

ВНК – водонефтяной контакт

ЧДП – чистый денежный поток

EVM (Expected monetary value) – ожидаемая денежная стоимость

РЕФЕРАТ

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, гидродинамические исследования скважин, оценка параметров трещины ГРП, аналитические модели, режимы течения, моделирование трещины, синтетическая модель, многостадийный ГРП.

Объектом исследования является (ются) вертикальные скважины с проведенным гидравлическим разрывом пласта, ведущие добычу из объекта Ю₁²⁶ Казанского нефтегазоконденсатного месторождения

Цель работы – применение методики по оценке параметров трещины ГРП по данным эксплуатации скважин (динамика месячного дебита, забойное давление). Проведение сравнительного анализа полученных параметров трещины ГРП с отчетами по ГРП, данными ГДИС и результатами моделирования трещины в специализированном программном обеспечении.

В результате исследования были применены аналитические модели для оценки параметров трещины ГРП по данным эксплуатации скважин, проведен анализ результатов ГДИС, проведена проверка корректности данных геометрии трещины в отчетах по ГРП путем моделирования трещины по данным отчетов ГРП, создана синтетическая модель, включающая горизонтальную скважину с многостадийным ГРП, к которой был применен аналитический метод определения параметров трещины по данным эксплуатации скважины, проанализированы достоинства, недостатки и неопределенности каждого метода и даны рекомендации.

Область применения: областью данной работы является диагностирование параметров трещин ГРП для вертикальных и горизонтальных скважин.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в том, что метод определения параметров трещины ГРП с помощью аналитических моделей не требует каких-либо затрат, однако может быть успешно применен только при определенных условиях.

ABSTRACT

Key words: hydraulic fracturing treatment, well-testing, fracture parameters estimation, analytical models, flow regime, fracture modeling, synthetic model, multistage hydraulic fracturing.

The target of research is vertical wells with hydraulic fracturing treatment, producing from U_1^{2b} member of Kazanskoe oil-gascondensate field.

The object of the paper is application of analytical models for hydraulic fracture parameters estimation based on production data (monthly liquid flowrate, bottomhole pressure). Comparative analysis of obtained parameters with hydraulic fracturing reports, well-testing results and modeling results in special software.

As the result of the investigation analytical models for hydraulic fracture parameters estimation were applied, the analysis of well-testing results was performed, the accuracy of data from hydraulic fracturing report was studied by means of fracture modeling in special software, the synthetic model comprising horizontal multifractured well was created. The same analytical approach was applied to the synthetic model. The results, advantages, disadvantages and uncertainties of every method were discussed.

Applicability of this work lies in the area of hydraulic fracture parameters diagnostics of vertical and horizontal wells.

Economical efficiency of the project centers around the fact application of analytical models does not require additional expenditures. However, the method can be successfully applied under specified conditions.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	13
1 Геологическая характеристика объекта исследований.....	15
1.1. Географическое и административное положение	15
1.2 Краткие сведения об истории открытия и разведки месторождения	16
1.3 ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	19
1.3.1 Стратиграфия.....	19
Доюрские образования (PZ)	19
Мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.....	21
Юрская система (J)	21
Меловая система (K).....	27
<i>Верхний мел (K₂)</i>	27
Палеогеновая система (P).....	28
Четвертичная система (Q).....	28
1.3.2 Тектоника	29
1.3.3 Геологическое строение юрских отложений.....	35
1.3.4 Литолого-петрографическая и петрофизическая характеристика пород пласта Ю ₁ ²	39
1.4 Нефтегазоносность	41
Залежь пласта Ю ₁ ²	43
2 Literature review.....	45
2.1 Current state of problem	45
2.2 Direct Far-Field Fracture Diagnostic Techniques.....	46
2.2.1 Surface Tilt Fracture Mapping	46
2.2.2 Downhole Tilt Fracture Mapping.....	46
2.2.3 Microseismic fracture mapping.....	47
2.3 Direct Near-Wellbore Fracture Diagnostic Techniques	48
2.3.1 Radioactive tracers	49
2.3.2 Temperature logging	49
2.3.3 Production logging	49
2.3.4 Borehole Image Logging.....	49
2.3.5 Downhole video	50
2.3.6 Caliper logging.....	50

2.4 Indirect Fracture-Diagnostic Techniques.....	50
2.4.1 Net pressure fracture analysis	50
2.4.2 Well testing	52
2.4.3 Analytical models for hydraulic fracture parameters estimation of vertical wells	55
3 Анализ результатов проведенных ГДИС	59
4 Применение аналитических моделей для определения параметров трещины ГРП	61
4.1 Входные данные.....	61
4.2 Определение параметров трещины ГРП на основе данных эксплуатации.....	63
4.3 Результаты исследований и анализ чувствительности	67
5 Моделирование трещины в программе FracproPT	70
6 Горизонтальная скважина с многостадийным гидравлическим разрывом пласта	75
7 Обобщение результатов.....	80
8 Финансовый менеджмент	81
9 Социальная ответственность.....	85
9.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды	85
9.2 Пожарная безопасность.....	86
9.3 Охрана окружающей среды	87
Заключение.....	92
Список использованных источников литературы.....	93

ВВЕДЕНИЕ

Гидравлический разрыв пласта в вертикальных скважинах был признан эффективной технологией разработки низкопроницаемых коллекторов. В то же время, несмотря на широкое применение по всему миру, определение параметров трещины, полученной после проведения операции гидравлического разрыва пласта, является областью с многочисленными неопределенностями, требующую комплексного подхода. Методы диагностирования параметров трещины ГРП используются, чтобы устранить эту определенность и напрямую или косвенно определить параметры трещины. Параметры трещины могут быть определены напрямую с помощью наклономеров, микросейсмического картирования, радиоактивных трассеров, температурного каротажа и т.д. Однако данные технологии не имеют возможности определения все количественных параметров трещины ГРП. Методы не способны определить эффективную полудлину трещины, закрепленную пропантом, а также ее проводимость, давая информацию только по общему распространению трещины. Косвенные методы более широко используются, поскольку их стоимость меньше и данные, необходимые для анализа легкодоступны. Данная группа методов включает в себя: анализ чистого давления при проведении операции ГРП, анализ результатов ГДИС и анализ данных добычи. Эффективная полудлина трещины и проводимость может быть получены с помощью данной группы методов.

Часть Казанского нефтегазоконденсатного месторождения является низкопроницаемым коллектором, где добыча ведется вертикальными скважинами с ГРП. Ключевым фактором для данного типа коллекторов является правильный дизайн операций ГРП для оптимизации процесса разработки и обеспечения экономической эффективности. Обеспечение оптимального дизайна возможно только при условии надежного определения параметров трещины после уже проведенных ГРП. Результаты анализа чистого давления всегда доступны после проведения операции ГРП, однако данная методика характеризуется набором неопределенностей и ограничений, требуя дополнительной проверки. В то же время, математические модели, выведенные для случая работы скважины с постоянным забойным давлением, либо с постоянным дебитом могут быть использованы для оценки работы скважины с вертикальной трещиной ГРП. Преимуществом данных моделей является то, что данные по добыче всегда доступны во время жизни месторождения. Таким образом, получив сходимость рассчитанных по математическим моделям дебитов, либо забойных давлений с историческими, обратная

задача определения параметров трещины ГРП на основе данных добычи может быть решена.

Данная работа направлена на определение параметров трещины ГРП на основе данных добычи (забойное давление, дебиты). Результатом проведенной работы должна стать методика определения характеристик трещины на основе данных добычи. Часть работы будет посвящена оценке надежности полученных результатов по сравнению с методом анализа чистого давления. Надежность полученных результатов может быть подтверждена с помощью более дорогостоящего и требующего большого количества времени метода ГДИС. Анализ в специализированном программном обеспечении будет использован как дополнительный источник надежности полученных результатов.

2 LITERATURE REVIEW

2.1 Current state of problem

Some analytical were developed in the literature for constant pressure case applying the principle of superposition for constant rate case either in real-time or in Laplace-space.

Locke and Sawyer created constant pressure type curves from semi-analytic solution for infinite conductivity hydraulic fractures. The superposition principle was applied to the constant-rate equation of Gringarten in order to obtain the solution.

Finite-conductivity fractures were firstly analyzed by Agarwal et al. who developed declining-rate type curves. However, constant-pressure and constant-rate type curves generated by means of finite-difference simulator were only for dimensionless of less than 1.0 and therefore they are not able to provide the late-time effects of pseudoradial flow or boundaries.

Semi-analytic and finite-difference solution methods were used by Guppy in order to developed constant pressure and constant-rate type curves for finite-conductivity case. He used dimensionless conductivities of a range 1-500 for both constant-pressure and constant-rate cases but only for bilinear flow time range. It was proposed the bilinear flow does not occur for high fracture conductivities or for very low conductivities. Therefore, the application of developed type curves is confined to mid-range fracture conductivities.

Bennett showed the constant-pressure and constant-rate type curves for finite-conductivity fractures developed with the help of finite-difference simulator. He generated the results for a constant-pressure production case for a great range of dimensionless conductivities and times.

Soliman generated type curves for finite-conductivity fracture case under constant pressure in bounded and infinite reservoirs by means of finite-difference simulator. He also considered decline in fracture conductivity.

Analytic trilinear model was firstly introduced by Lee and Brockenbrough for modeling constant pressure cases in bounded reservoirs. Fraim et al. used this trilinear model in order to generate type curves for fracture conductivities above 0.2 . Also, they implemented a method similar to Fetkovich on the purpose of transforming dimensionless rate and time in the way that all the type curves coincide during pseudosteady-state flow.

Cumulative production type curves for wells with finite conductivity fractures for reservoir with different boundaries conditions were produced by Elbet and Sookprasong by means of finite-difference simulator.

Type curves accounting for influence of fracture conductivity, fracture storage and liner skin on the constant-pressure declining rates were provided by Azari et al. In addition, he presented cumulative production type curves for a range of fracture dimensionless conductivities.

Therefore, an analytic solution for constant pressure declining rate case of finite-conductivity hydraulic fractures suitable for all possible flow regimes is not available in the literature.

There are three types of techniques which can be applied for postfracturing analysis of hydraulically fractured wells: numeric, semi-analytic and asymptotic.

According to literature, the superposition principle is usually applied in order to obtain solutions for constant pressure case. It can be done either in real-time or in Laplace-space.

2.2 Direct Far-Field Fracture Diagnostic Techniques

2.2.1 Surface Tilt Fracture Mapping

The principle of tiltmeter fracture mapping based on the characteristic deformation pattern of the rock around the created hydraulic fracture. The fracture orientation and geometry can be obtained by measuring the tilt of the Earth induced by hydraulic fracture at several locations. These vertical deformations are very small being in the range from 0.003 to 0.13 sm. Modern tiltmeters are characterized by sensitivity about one nanoradian, this allows detection of the surface by two mm from the distance of 225 m [1].

Surface tiltmeters are set in shallow holes radially around wells with hydraulic fracturing. The distance can be as close as a few hundred feet to as far as 1 mile depending on the expected fracture dimensions. As the result, the gradient of surface displacements is measured by the array of surface tiltmeters. Then, the map of the surface deformation above the fracture can be generated. Analysis of this map is used for estimation of fracture dip, azimuth, volume and depth to fracture center. However, fracture length and height cannot be precisely measured since surface tiltmeters are located very far from the fracture.

2.2.2 Downhole Tilt Fracture Mapping

Downhole tiltmeter mapping is different from surface tiltmeter mapping in that tiltmeters instead of being at surface are positioned by wireline in offset wells at the depth of the hydraulic fracture. Therefore, this technology provides a map of the Earth deformation adjacent to the hydraulic fracture. Downhole tiltmeters are supposed to be more sensitive to fracture

dimensions than surface tiltmeters since in most cases they can be placed much closer to the fracture. Fracture length, height and width can be estimated by measured tilt in the adjacent wellbores.

2.2.3 Microseismic fracture mapping

Microseismic fracture mapping is relatively new geophysical technology for determination fracture extent, size and geometrics of a fractured zone. The principle of microseismic monitoring is based on recording of microseisms or microearthquakes, accompanying fractured zone creation during hydraulic fracturing treatment [2]. This microseisms are caused by shear slippage on bedding planes adjacent to the hydraulic fracture. Standard three-component multiple-point digital wands are employed for recording of these microseismic events. Digital wands represent downhole receiver array of accelerometers or geophones which are located at the depth of the hydraulic fracture. The arrays may be located in one or more offset wellbores. Surface data acquisition system is used to process the recorded data. With the help of special processing techniques based on compressional and shear wave arrivals to microseismic events may be located to provide the process of fracture growth and its geometry.

Technological risks

It is necessary to note that microseismic monitoring is characterized by a number of problems. When making design, it is necessary to consider the following factors [3]:

- Large distance between hydraulic fracturing zone and recording interval in observation wells. Short distances between wellheads of observation and treated wells may also adversely affect microseismic monitoring procedure.
- High level of casing vibration. This may lead to distortion of azimuths of microseismic events for weak signals and as the result the estimation of horizontal dimensions of the fracture can be inaccurate. In some cases, the use of several observation wells is required due to this adverse fact. This lead to increase in the cost of work.
- Employment of old well stock for observation. Conditions of recording of seismic events are usually unfavorable in these wells.

- Presence of currently producing intervals in the observation well. In these cases it is necessary to isolate producing intervals in observation well by means of packer equipment.
- Noise signals from neighboring wells. These signals may arise due to drilling and other operations making noise in the location of the well where hydraulic fracturing treatment was performed. Therefore, these operations should be temporarily stopped. Breach of this condition may lead to the difficulty in interpretation of recorded microseisms due to the fact that the recorded signals may be masked by noise.

Conclusion

Microseismic fracturing mapping is higher-cost technology in comparison with tilt fracture mapping. However, this technique is particularly useful in the case of deep target layers when fracture propagation in height is control parameter with the highest priority in order to be able to predict fracture breakthrough in the water-bearing underlying beds. The main constraint is the selection of appropriate candidate observation wells. For pilot projects it is recommended to locate the downhole receiver array simultaneously in two or more wells as for the case of well stock with long operation history. The employment of coil-tubing and modern equipment may reduce technological risks, ensure reliable control of hydraulic fracturing treatment quality and save money.

2.3 Direct Near-Wellbore Fracture Diagnostic Techniques

These techniques are run inside the treatment wellbore after the hydraulic fracture treatment. A physical property such as temperature or radioactivity is measured in the wellbore region.

These measurements can only detect what happens to the fracture at the wellbore. They are not able to provide the estimation of fracture parameters some distance from the wellbore. Lower bound for fracture height is provided in the case when the fracture and the wellbore are not aligned. Near-wellbore fracture diagnostic technique is mainly used for identification of fluid/proppant entry or production in multizone completions [3].

2.3.1 Radioactive tracers

Radioactive tracers can be added to the proppant and fracturing fluid. Then, the radioactivity is measured by gamma ray logging in the range of 1 to 2 ft of the wellbore. Radioactive tracers are able to provide only a lower bound for the fracture height due to fracture and wellbore misalignment, tracer settling, jet effects and fracture height growth away from the wellbore [3].

2.3.2 Temperature logging

Fluid injection during hydraulic fracturing treatment causes cooling which is measured by temperature logs. A series of runs is performed during a short time after treatment which is then compared to a base profile before fracturing. The intervals consuming the most fracturing fluid shows the slowest hit up [3].

2.3.3 Production logging

Production logging comprises noise logging which based on the sound generated by fluid entering the wellbore. This is used to identify fluid entry intervals. Spinner surveys can be used to detect type of fluid entering the wellbore and measure its amount. Such a survey combines flow meter, pressure, temperature, fluid density, capacitance sensors. However, these methods can only be used in openhole in order to provide the measurement of fracture height at the wellbore [3].

2.3.4 Borehole Image Logging

This log can detect both artificially induced fractures and natural fractures along the circumference of the wellbore. Analysis of orientation of these fractures may provide the approximate magnitude and direction of the three principal stresses from which fracture azimuth can be estimated. This log can only be run in the open hole. In addition, a lower bound of the fracture height can be estimated if the log is performed after hydraulic fracturing treatment [3].

2.3.5 Downhole video

The main area of application of this technique is cased holes in order to provide information about zones involved in production.

Downhole video if used in open hole completion can provide the image of both induced and natural fractures along the wellbore from which the stress orientation and lower bound for fracture height can be estimated [3].

2.3.6 Caliper logging

Caliper logging is performed in the open hole before hydraulic fracturing treatment in order to estimate the direction of maximum principal stress by orientation of boreholes cavities and borehole ellipticity [3].

2.4 Indirect Fracture-Diagnostic Techniques

These techniques are the most widely used because the data required for the analyses are more readily available. Pressure response during hydraulic fracturing treatment or pressure and flow rate during production can provide estimates of fracture dimensions such as effective fracture length and fracture conductivity. This group of diagnostic methods include fracture modeling (net pressure analysis), pressure transient testing (well testing) and production data analysis.

2.4.1 Net pressure fracture analysis

Fracture modeling may be used in order to estimate fracture dimensions and conductivity. According to this method, the observed net-pressure during hydraulic fracturing implementation is matched with modeled net pressure by adjusting some models parameters [4]. Net pressure may be calculated using the following equation presented by Nolte (1979):

$$p_{net} = p_{surface} + p_{hydrostatic} - \Delta p_{friction} - \sigma_{closure}$$

As can be seen, the observed net pressure is calculated from downhole or surface pressure subtracting the frictional component and fracture pressure and applying for hydrostatic pressure. In order to achieve matching to observed net pressure, model net pressure may be changed using several assumptions.

For reliable hydraulic-fracture growth modeling, two key components are required: an accurate Earth model and a proper knowledge of the process and physics of fracture propagation. Although the accuracy of developed Earth model depends on the amount of gathered data, in many cases main parameters such stress profiles above and below the reservoir and rock properties are not well known. In many cases the nature of fracture growth is also not well understood and characterized by uncertainties. Therefore, the discussed above uncertainties in the Earth model and the physics of fracture growth do not allow for reliable fracture geometry estimation. Moreover, it is common practice that obtained geometry from fracture modeling does not coincide with the fracture geometry obtained from microseismic and tiltmeter mapping. The main limitation of net pressure analysis is that the solution is nonunique. In the case of Overton field, two net pressure matches are displayed in Fig. 2.1 and Fig 2.2. The match was is equally good, however it was obtained using different assumptions about fracture propagation. The match in Fig. 1 assumes complex fracture growth with simultaneous multiple fractures propagation. This results in short fracture with extensive height growth. The match in Fig. 2 was obtained with the fracture model calibrated to microseismic survey data. This calibrated model results in a ling fracture.

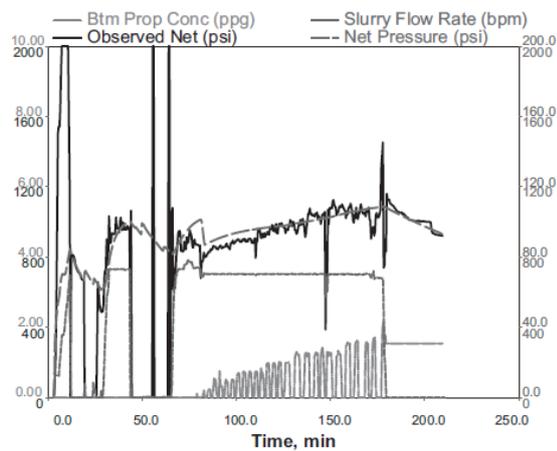


Figure 2.1 – Net pressure match (calibrated model)

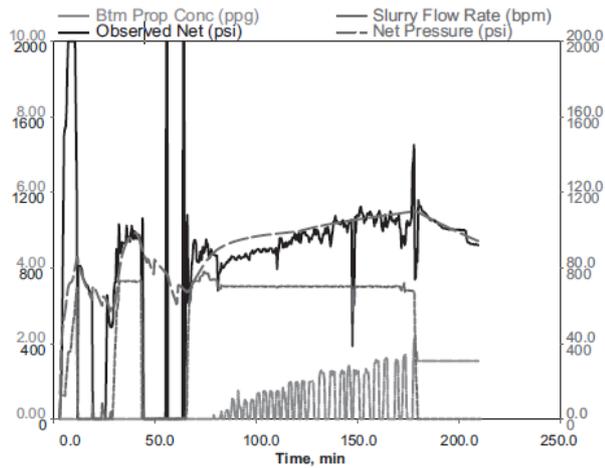


Figure 2.2 – Net pressure match (uncalibrated)

Therefore, differences in fracture geometry may arise in the case when the physics of fracture propagation is uncertain. In the discussed above example assumption of complex fracture growth model gave the fracture length of 525 ft, while the actual length is 1500 ft.

The reliability of net pressure analysis method increases when the results are integrated with other direct and indirect diagnostic methods such as production analysis, pressure transient analysis, microseismic and tiltmeter surveys in order to confirm the fracture model.

2.4.2 Well testing

Quality control of hydraulic fracturing treatment is essential at every step of performing the procedure from the process of selecting candidate wells to efficiency evaluation. Well testing is one of the methods which allows for independent estimation of quality of performed hydraulic fracturing treatment [5]. Well testing provides the opportunity to estimate the main parameters of hydraulic fracture (half-length and conductivity) as well as the characteristics of the target reservoir (permeability, reservoir pressure). Comparison of hydraulic fracture parameters obtained by well testing with reported results after hydraulic fracturing implementation allows for estimation of quality of contractor's work and planning the actions of increasing of improving treatment efficiency.

2.4.2.1 Hydraulic fracturing efficiency evaluation using well testing

The build-up survey is preferred for estimation of reservoir flow properties, fracture geometry and conductivity after implementation of hydraulic fracturing treatment. Well testing

with sufficient accuracy can be performed with preliminary lowering of subsurface pressure gauge below ESP. Well testing survey comprises recording of drawdown after bringing the into production, well flowrate measurements with the following built-up recording. This survey may require from 1.5 to 2 months depending on reservoir permeability with subsequent equipment retrieval.

Most accurate data characterizing the target reservoir and fracture can be obtained from build-up survey. The data obtained from drawdown survey are supposed to comprise inaccuracy due to the fact that after onset of well exploitation, the well killing fluid flows first and only then reservoir fluid.

The reservoir parameters can be obtained from level build up curve in order to select appropriate candidate wells for hydraulic fracturing.

Prefracture well testing and well testing performed after hydraulic fracturing treatment allows for most accurate estimation of this production enhancement operation.

2.4.2.2 Estimation of fracture parameters

Hydraulic fracture parameters estimation by means of build-up is based on identification and analysis of reservoir fluid flow regimes in the well due to pressure redistribution in the reservoir with hydraulic fracture after fracture closure.

Log-log diagnostic plots for the well with hydraulic fracture allow for determination of different flow regimes which can be identified by straight lines with characteristic slope. The following flow regimes may be identified: bilinear (the combination of two linear flows: linear flow in the reservoir and linear flow in the fracture); linear (linear flow in the reservoir after end of bilinear flow); pseudoradial (can be identified in the case when the radius of investigation significantly exceeds the fracture dimensions and lines of fluid flow coverage to the well radially).

Linear flow from the reservoir to the fracture may exist in the presence of the fracture with infinite as well as finite conductivity. For the finite conductivity fractures ($C_{fd} < 300$), pressure drop in the fracture can be identified which allows diagnosis the bilinear flow as well as the linear flow. For the infinite conductivity ($C_{fd} > 300$), the pressure drop is not accounted for, therefore only linear flow can be identified.

Pseudoradial flow follows linear flow from the reservoir to the fracture. The pseudoradial flow can be identified by observation of horizontal line of logarithmic pressure derivative versus logarithmic time. In order to achieve pseudoradial flow, it is necessary that the survey will be long enough in order to achieve complete build-up of pressure in the well.

For the hydraulically fractured well, the onset of pseudoradial flow is dictated by permeability of the reservoir as well as the fracture parameters such as length and dimensionless conductivity.

Typical build-up models are employed in order to estimate the required duration of the survey in well testing design for the well with hydraulic fracture. Duration of the build-up survey is defined in each specific case on the basis of reservoir characteristics. Operational period of the well before shut-in for build-up is recommended to be not less than four to five cycles of onset of the pseudoradial flow.

2.4.2.3 Well testing technology

The well testing procedure comprises: drawdown recording accompanied with flowrate measurements at stable flow with constant flowrate and then build-up recording; equipment inspection and installation in the well is conducted at preparation step. The subsurface pressure gauge can be placed in special container which is attached below pump intake in order to protect the gauge.

Drawdown is registered after starting of ESP operation and bringing the well on to stable production. The duration of well production period on stable flow regime is determined by engineering calculations for each particular investigation. Before the well is shut-in for build-up, well flowrate is measured and wellhead liquid is sampled in order to estimate watercut value. Leakproofness of wellhead assembly and tubing is essential component for this survey and requires strict control. Well testing should be conducted until complete pressure build-up is reached in the well. After implementation of the survey, the equipment is lifted and the recorded data are read for further analytical investigations.

2.4.2.3 Results of analytical investigations

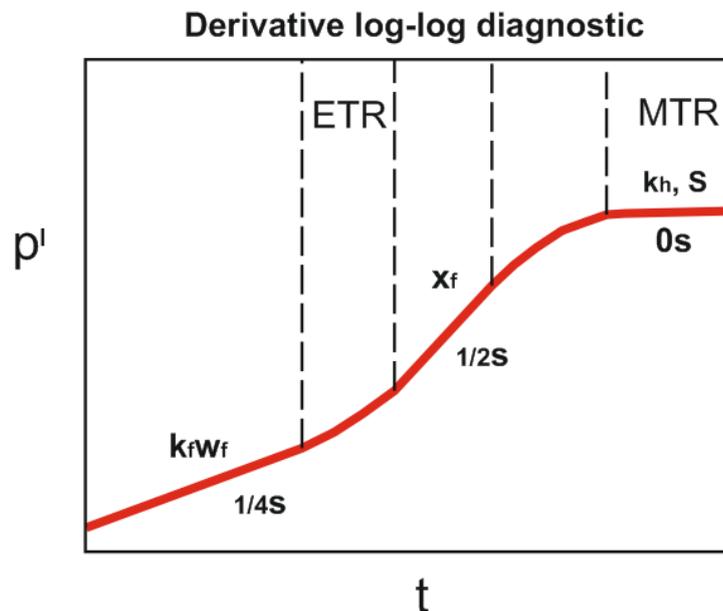


Figure 2.3 – Derivative log-log diagnostic for fractured well

As the result of built-up analysis in the well with hydraulic fracture the following parameters allowing for estimation of hydraulic fracturing treatment quality, can be obtained:

- Dimensionless fracture conductivity (C_{fd}), characterizing true proppant pack conductivity in the fracture from the bilinear flow with $1/4$ slope;
- Effective fracture half-length from the linear flow with $1/2$ slope;
- Actual skin factor (pseudoradial skin)
- k_h - fluid mobility in horizontal plain;

2.4.3 Analytical models for hydraulic fracture parameters estimation of vertical wells

Methods, used in this work are based on pressure transient testing of finite-conductivity, vertically fractured wells. Analytical bilinear model was developed by Cinco-Ley et al.[6] in order to describe pressure behavior of finite-conductivity vertical fractures. The following assumptions were used by Cinco-Ley et al. in order to develop analytic bilinear flow model:

- An isotropic, homogeneous, horizontal, infinite reservoir which is characterized by uniform properties such as thickness, permeability and porosity. The reservoir is bounded by upper and lower seal.

- The fluid is slightly compressible with constant compressibility and viscosity
- Finite conductivity fracture with constant characteristics: half-length x_f , with w , permeability k_f
- The flow across the edge of the fracture is assumed to be negligible due to small fracture width compared with the fracture length

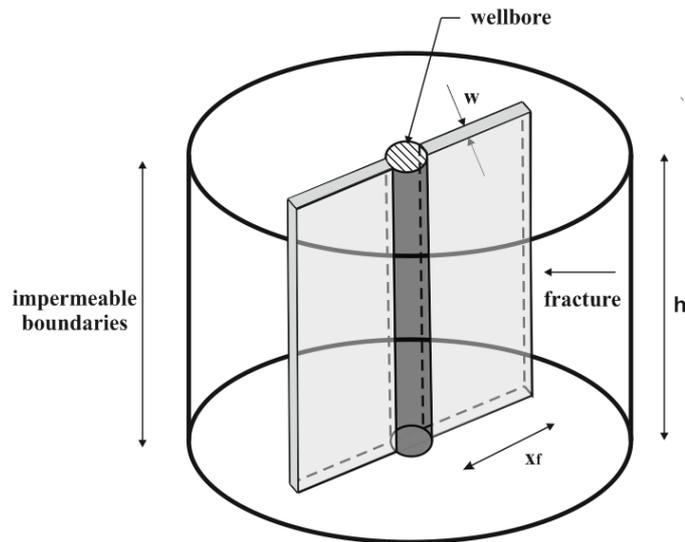


Figure 2.4 – Fracture model

In general, the bilinear flow model developed by Cinco-Ley assumes that fluid in the fracture flows linearly toward the wellbore and formation fluid flows perpendicularly to the fracture wing.

The disadvantage of this model is that due to simplistic representation of the flow geometry it is applicable only for early-time pressure behavior when the pressure transients are not felt at the tip of the fracture.

Lee and Brockenbrough [7] first introduced trilinear fracture geometry having additional x-component flow in the formation. Bilinear and trilinear fracture flow models are characterized by identical early-time behavior for high fracture conductivities when fluid flow in the formation along the fracture face is negligible. In the case of low conductivity fractures the additional x-component is able to more accurately represent fluid flow. For this type of fractures the fluid flows both inside in the fracture and in the formation.

Trilinear model has advantage over bilinear model in that it is able to produce solutions for the time when the tip of the fracture has been reached by pressure transient response (onset of

formation linear flow) which is possible by incorporating additional x-component of formation flow.

The bilinear model is mainly used in order to describe pressure transient responses for the fractures with mid dimensionless conductivities dominated by bilinear flow. Main disadvantage of the bilinear flow model in this particular case is that it is unable to produce the transition to formation linear or pseudoradial flow.

Azari et al. evolved (updated) [8] the model derived by Lee and Brockenbrough. Their model in addition to the trilinear fracture flow transform is able to asymptotically shift the flow to pseudoradial when excessive pressure drops are encountered. In addition, the model developed by Azari et al is not limited to the high conductivity fractures in which flow through the fracture is the only fluid flow to the wellbore. It is applicable to low conductivity fractures and can represent the flow through the least resistant path inside the formation.

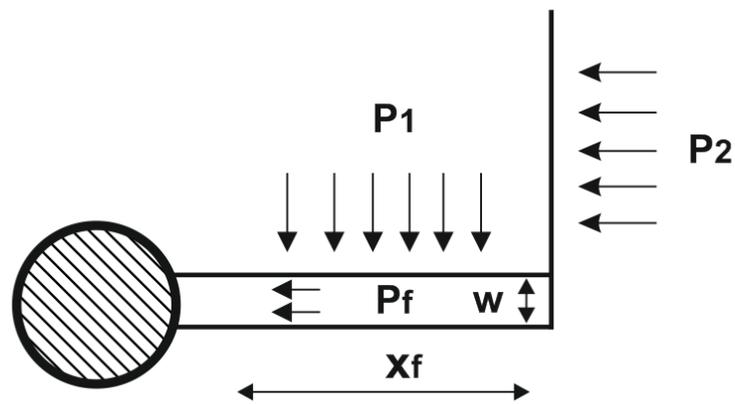


Figure 2.5 – Trilinear fracture model.

Azari, Soliman and Wooden (1991) [9] fully exploit solutions for constant pressure well testing which has not been fully analyzed. They developed a direct analytic solution for constant pressure analysis of finite conductivity hydraulic fractures describing all flow regimes. In addition, they presented analytically derived declining rate type curves, Moreover, type curves identifying the influence of fracture conductivity, storage and linear skin were presented.

2.4.3.1 Formation flow regimes

Four flow regimes may be identified describing the performance of finite conductivity vertical fracture in infinite reservoir: linear flow in the fracture, bilinear flow, linear flow in the reservoir and pseudoradial [10].

Linear fracture flow is developed by means one dimensional fluid flow from hydraulic fracture to the wellbore. This flow regime is short and can be identified at very early time of well performance. Usually, this flow regime is masked by wellbore storage effect. The end of the fracture linear flow occurs at such early times that analysis of this flow period impractical [13].

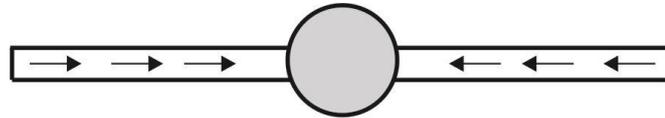


Figure 2.6. Fracture linear flow.

The fracture flow is accompanied by plane-parallel formation flow during **bilinear** flow regime. This flow regime is developing until the flow disturbance from the fracture tip will affect the flow in the fracture. The duration of bilinear flow regime the longer the lower the fracture conductivity. According to Azari at al. (1990) [8], as conductivity increases above $\pi/2$, the transients will move faster in the fracture than in the formation and the disturbance from the fracture tip is felt at the wellbore sooner.

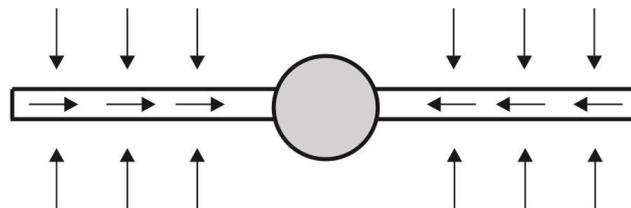


Figure 2.7. Bilinear flow.

The onset of linear formation flow depends on the time when fracture tip effects become felt at the wellbore. This flow regime is identified on the condition that fracture conductivity is high and will not prevail when fracture conductivity is below 80. In this case the formation flow prevails and flow from the fracture tip is negligible.

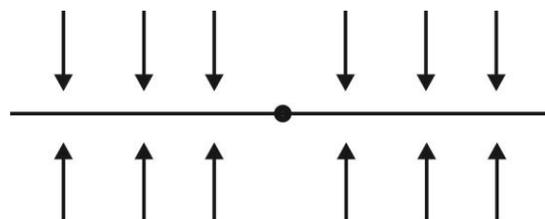


Figure 2.6. Formation linear flow

As the pressure disturbance front moves away from the hydraulically fractured well, the flow to the fracture becomes pseudoradial.

8 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

Оценка финансовой эффективности будет проводиться методом дерева решений. Дерево решений это графическая презентация задачи последовательного принятия решений, включающее в себя элементы логики, стоимости и вероятности. Создание дерева требует организации проблемы в логическую цепочку сбора информации и принятия решений. С помощью дерева решений можно оценить оптимальную последовательность решений и ценность первого решения. Данная ценность может выражаться в EMV или любом другом подходящем параметре. Анализ дерева может быть необходим для оценки ценности информации, которая может быть получена во время реализации проекта.

В случае данного проекта, такой информацией могут быть дополнительные исследования по определению параметров трещины ГРП. В данный вид исследований входит прежде всего выполнение ГДИС до и после проведения операции ГРП. ГДИС является довольно дорогостоящей процедурой в случае низкопроницаемого коллектора, поскольку определение параметров пласта и трещины по данным КВД требует длительного времени. Данный факт особенно справедлив для проведения КВД после ГРП, где выход скважины на псевдорadiaльный режим течения, из которого определяется пластовая проницаемость, требует длительного простоя скважины. Длительный простой означает потерю добычи, что может быть отражено в дереве решений. Рассматриваемый в данной работе аналитический метод определения параметров трещины ГРП не требует простоя скважины и каких либо других специальных затрат, таким образом потенциально увеличивая EMV данного решения. Однако вероятность получения надежных данных будет несколько ниже по сравнению с ГДИС, поскольку для данного метода необходимо корректное определение параметров пласта и пластового флюида.

Дерево решений выглядит следующим образом (рис. 8.1)

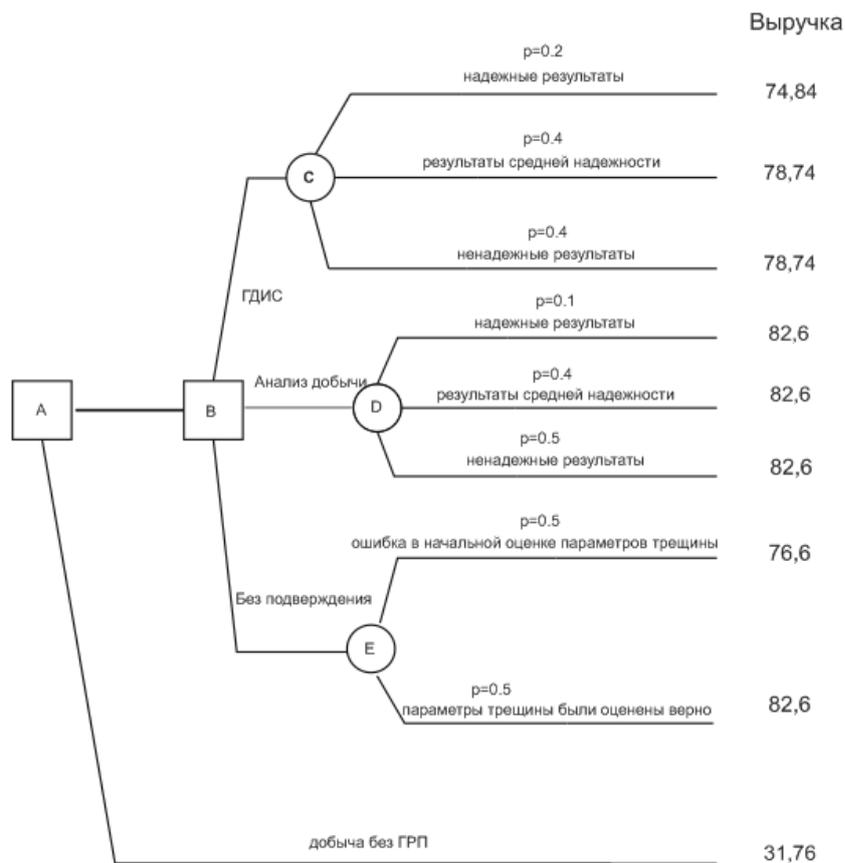


Рисунок 8.1. Дерево решений

Опишем процесс построения дерева решений.

Дерево начинается с узла принятия решения под буквой А. В данном узле происходит процесс принятия решения: выполнять ли гидравлический разрыв пласта на пробуренной скважине. Если гидравлический разрыв не выполняется, переходим по ветке «добыча без ГРП». Для этого случая произведем расчет чистого денежного потока один год. Исходные данные приведены в таблице 8.1. Результаты расчета приведены в табл. 8.2.

Таблица 8.1 – Исходные данные

Платежи и налоги	Значение
Налоговые отчисления, % от выручки	45
Эксплуатационные затраты	
технологическая подготовка нефти, тыс.	0.085
сбор и транспорт нефти и газа, тыс.руб./т.	0.050
расходы на энергию по извлечению нефти,	0.03
транспортировка нефти на экспорт,	1.98
закачка воды, тыс.руб./м ³	0.017
Дополнительные данные для расчета	
ГРП, млн. руб.	10
Стоимость тонны проппанта, т.р	40
Ремонтно-изоляционные работы (РИР), млн.	2.5
Ставка дисконтирования, %	15
Цена реализации нефти на внутреннем рынке,	14.5

Таблица 8.2 – Расчет для скважины без ГРП

Дебит, м ³ /с	Годовой дебит, м ³	Операц. расх. млн.р	Выручка, млн. р	Налоги, млн. р	ЧДП, млн.р
17,58	5467	11,83	79,27	35,67	31,76

Проведем расчет для скважины после проведения операции ГРП на один год. Данные с параметрами трещины представлены в таблице 8.3. Результаты расчета в таблице 8.4.

Таблица 8.3 – Параметры ГРП

Масса пропп, т	Проводимость, мД	Пористость	V жидкости, м ³
35	187000	0,35	147

Таблица 8.4 – Расчет для скважины с ГРП

Дебит, м ³ /с	Годовой дебит, м ³	Затраты на материалы, млн.р.	Материалы, млн.р	Опер. затр, млн.р	Выручка, млн.р.	Налоги, млн.р.	ЧДП, млн.р
52	18980	1,4	11,4	35	234,5	105,5	82,6

Следующим шагом рассчитаем потерянную добычу при остановке скважины на КВД (табл. 8.4).

Таблица 8.4 – Расчет потери добычи при КВД

Длит. КВД, сут	Средний дебит, м ³ /д	Упущенный дебит, м ³	Операц. расх, млн.р	Выручка, млн.р	Налоги, млн.р	ЧДП, млн.р
15	52	780	1,44	9,63	4,33	3,86
30	52	1560	2,88	19,26	8,66	7,72

Рассчитаем последствия неправильной оценки параметров трещины ГРП. Во первых, неправильная оценка параметров трещины ГРП приведет к проведению неэффективных операций в будущем. Для примера, некоторое значение полудлины может достигаться и при меньших объемах жидкости ГРП и при другой ее реологии, если свойства породы благоприятствуют распространению трещины в высоту. Во вторых, ошибка в определении параметров трещины может привести к ошибке при подборе насоса, скважинного и поверхностного оборудования. Для примера, смену насоса можно оценить в 6 млн. р.

Далее рассчитаем EMV для каждого узла:

$$EMV(C)=74,84*0,2+78,74*0,4+72,74*0,4=75,56 \text{ млн.р}$$

$$EMV(D)=82,6*0,1+82,6*0,4+76,6*0,5=79,6 \text{ млн.р}$$

$$EMV(E)=76,6*0,5+82,6*0,5=79,5 \text{ млн.р}$$

9 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала на производственных объектах Арчинского НГКМ.

9.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов производственной среды

Выявлены следующие опасные производственные факторы:

- тяжелые метеоусловия;
- воздействие на человеческий организм вредных веществ (растворители, сырая нефть);
- повышенная загазованность (углеводородные газы, CO₂);
- травмы в процессе работы;
- большая взрывопожаропасность производства.

Метеоусловия

Особенностью условий труда операторов по добычи нефти является работа, в основном на открытом воздухе, а так же перемещение по территории объекта и между объектами, частые подъемы на специальные площадки, находящиеся на высоте. Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека. Поэтому важным фактором в условиях сурового климата Западной Сибири *метеорологический фактор*. При низкой температуре окружающей среды тепловой баланс нарушается, что вызывает переохлаждение организма, ведущее к заболеванию. Уменьшается подвижность конечностей в следствии интенсивной теплоотдачи организма, что сковывает движение. Это служит причиной несчастных случаев и аварий.

Нормирование метеорологических параметров устанавливает ГОСТ 12.1.005 – 88

Основные виды работ в процессе эксплуатации скважин выполняются на открытом воздухе, а добываемая нефть, ее компоненты и применяемые в процессе добычи различные химические реагенты являются токсичными и взрывоопасными веществами. Поэтому рабочему важно обеспечить защиту от агрессивных сред, а так же комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

Вредные газы и химические реагенты

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию *вредных газов и паров нефти*, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Пары нефти и газа при определенном содержании их в воздухе могут вызвать отравления и заболевания. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования".

Источниками негативных химических факторов являются различные вредные вещества, применяемые на промыслах - это деэмульгаторы, различные химреагенты (ингибиторы и деэмульгаторы), разлитые на определенной территории или вредные газы, выбрасываемые в атмосферу при проведении ремонтных работ на трубопроводах. Отравление нефтяными газами и различного рода ингибиторами случается вследствие не герметичности обвязки скважины, труб, емкостей для хранения ядовитых веществ.

Во время работы в закрытых помещениях, а так же при плановых ремонтах и ликвидации аварий, необходимо контролировать загазованность воздушной среды стационарными датчиками либо переносными газоанализаторами. Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны не должно превышать ПДК – $300 \text{ м}^2/\text{м}^3$, ГОСТ 12.1.005–88.

Во время ремонта скважины при наличии в воздухе рабочей зоны нефтяных паров и газов, превышающих ПДК, необходимо заглушить скважину жидкостью необходимых параметров и качеств. Работы в загазованной зоне должны проводиться в противогазах.

9.2 Пожарная безопасность

Обеспечение пожаровзрывобезопасности осуществляется на всех скважинах включая скважины ППД.

Перед входом в помещение групповой замерной установки (АГЗУ) необходимо открыть снаружи жалюзи, включить вентилятор и проветрить помещение в течение 20 минут до начала работ.

Газоопасные работы, в т.ч. работы, связанные с пребыванием людей внутри аппаратов, емкостей и др. оборудования, должны проводиться в тех случаях, когда они не могут быть механизированы, автоматизированы или проведены без непосредственного

участия людей; должны осуществлять меры по сокращении количества газоопасных работ и повышению уровня их безопасности путем усовершенствования технологических процессов, внедрения современных методов диагностики средств гидравлической, механической, химической очистки технологического оборудования и коммуникаций и др.

По каждому цеху должен быть разработан перечень газоопасных работ. В нем должны быть отдельно указаны газоопасные работы проводимые с оформлением наряда-допуска и работы проводимые без оформления наряда-допуска, но с обязательной регистрацией таких работ перед их началом в журнале. Перечень газоопасных работ должен периодически не реже одного раза в год пересматриваться и пере утверждаться, техническим руководителем предприятия.

При подготовке объекта к проведению газоопасной работ, ответственным назначается инженерно-технический работник - мастер, в ведении которого находится эксплуатационный персонал.

При непосредственном проведении газоопасной работы ответственным назначается работник - ИТР не занятый на период проведения работы ведением технологического процесса и знающий способы безопасного проведения газоопасных работ.

Для подготовки объекта к газоопасным работам выполняется весь комплекс подготовительных работ предусмотренных в соответствии с правилами.

При этом применяются меры по максимальному снижению степени опасности путем сброса давления, удаления вредных и взрывоопасных продуктов, исключение их поступления из смежных технологических систем, а также по исключению возможных источников искрообразования. Место проведения газоопасной работы, связанной с возможностью выброса взрывоопасных и вредных продуктов, ограждается, а при необходимости выставляются посты с целью недопущения пребывания посторонних лиц в опасной зоне.

При аварийной обстановке необходимо закрыть задвижки и снизить давление до атмосферного. Стравливать газ через фланцевые соединения запрещается.

9.3 Охрана окружающей среды

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде существующими и проектируемыми

объектами Казанского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ), предусмотрены следующие мероприятия: Утилизация попутного нефтяного и природного газа.

Ввод в эксплуатацию канализационных очистных сооружений вахтового посёлка. Концентрации загрязняющих веществ, поступающих в р. Казанка с очищенными сточными водами от КОС вахтового посёлка по каждому из лимитирующих показателей вредности не будет превышать ПДК. Проектируемая схема очистки сточных вод обеспечивает требуемые показатели ПДК для сброса очищенных сточных вод в водоёмы 2 группы рыбохозяйственного значения.

Размещение отходов вахтового посёлка, строительного мусора, остатков изолирующих материалов на собственном полигоне ТБО. Конструкция полигона ТБО выполнена в соответствии с требованиями охраны недр, почв, поверхностных и подземных вод, диких животных.

Для размещения токсичных производственных отходов (нефтешламы) предусмотрено строительство шламонакопителя, что позволит снизить загрязнение почв, растительности и водотоков нефтепродуктами.

При расширении обустройства КНГКМ предусматриваются следующие мероприятия, направленные на охрану окружающей среды:

- размещение инженерных сетей в едином коридоре с минимально доступными по строительным нормам расстояниями, что сокращает площадь изымаемых угодий до 30%;
- рекультивация нарушенных земель, изымаемых в краткосрочное пользование;
- расстановка искусственных сооружений, обеспечивающая сохранение поверхностного стока, внутриболотного стока;
- устройство герметизированной дождевой канализации на кустовых площадках с отводом стоков в дренажно-канализационные ёмкости и последующей очисткой стоков на очистных сооружениях УПН месторождения;
- сброс воды на промывке трубопроводов в дренажно-канализационные ёмкости на кустовых площадках.

Технологические решения, обеспечивающие экологическую безопасность:

- автоматизация технологических процессов, что позволяет вести работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала,
- исключение постоянных выбросов на факел при нормальном режиме работы,
- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа, подземная укладка технологических трубопроводов;
- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования и трубопроводов от коррозии;

- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- установка аварийной сигнализации на оборудовании кустовых площадок и трубопроводов;
- устройство земляного вала по периметру кустовых площадок и технологических площадок с целью локализации возможных аварийных разливов нефти, метанола;
- проведение комплекса подготовительных работ (рубка леса, кустарника, планировка площадок) в зимнее время года;
- рубка леса вокруг кустовых и технологических площадок на расстоянии, обеспечивающем пожарную безопасность;
- организация обращения с отходами в рамках, регламентируемых законодательством в области охраны окружающей среды.

В целях уменьшения негативного воздействия разработки месторождения на недра предусматриваются следующие мероприятия:

- использование при бурении скважин малотоксичных химреагентов 3 и 4 классов опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты высокоминерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов бурения, их захоронение;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

В целях рационального использования недр предусматривается сокращение потребления воды для производственных нужд и бурения с использованием систем оборотного водоснабжения. Для исключения потерь нефти и снижения пластового давления применяется способ добычи сырья с использованием системы ППД, исключаяющей нарушения равновесия геологической среды в эксплуатируемых нефтяных пластах. Для поддержания внутрислоевого давления используется сеноманская вода.

Для обеспечения охраны подземных вод от загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

- применение для бурения скважин малотоксичных химреагентов 3-4 класса опасности;
- накопление отходов бурения в гидроизолированных шламовых амбарах;
- цементирование кондуктора и эксплуатационной колонны, бетонирование приустьевой части скважины и оборудование устья герметизирующим оголовком;
- поддержание должного санитарного состояния зоны санитарной охраны 1 пояса водозабора вахтового посёлка.

Мероприятие по рациональному использованию и охране земель, растительности и животного мира:

С целью охраны и рационального использования земель при расширении обустройства КНГКМ предусмотрено соблюдение следующих основных природоохранных принципов:

- решение генерального плана с учётом технологической взаимосвязи объекта строительства с существующими инженерными коммуникациями (автодорогами, линиями ВЛ-бкв, нефтесборными и газосборными коллекторами, водоводами системы ППД);
- соблюдение нормативов плотности застройки технологических площадок; прокладка инженерных коммуникаций в одном коридоре, что сокращает потребности в землях на 30%;
- проект устанавливает твёрдые границы отвода земель;
- к отводу изпрошены земли, не используемые в сельскохозяйственном производстве, занятые, главным образом, болотами и лесами 3-й группы, редко лесами 2-й группы (леса водоохраных зон и водотоков);
- строгое соблюдение технологии проведения земляных работ;
- использование технологических систем производства работ, машин и механизмов, наносящих наименьший ущерб поверхности почвы и растительной среде;
- слив отработанных горюче-смазочных материалов в местах базирования строительной техники в предназначенные для этого ёмкости;
- неукоснительное соблюдение правил пожарной безопасности при производстве строительных работ в лесных массивах, в бытовых и административных помещениях;
- выполнение рекультивации земель в ходе и сразу после окончания строительства.

В период эксплуатации для предотвращения химического загрязнения земель метанолом ёмкости его хранения и насосные оборудования устанавливаются на железобетонных площадках, имеющих обортовку, связанную с дренажной емкостью. Для локализации утечек метанола с сальников насосов и уплотнений запорной арматуры

предусматривается система дренажных лотков, имеющих выход в сборную емкость, откуда метанол откачивается одним из дозаторных насосов. Бочкотара из под метанола, после предварительной промывки, складывается на площадке хранения для дальнейшей отправки на предприятие, поставляющее этот химреагент. Воду от промывки предусматривается собирать сетями промканализации в дренажную емкость стоков конденсата с последующим вывозом на очистные сооружения производственных стоков с последующей закачкой в пласт системы ППД.

Для сбора мусора, мелкой тары и оберточных материалов на всех производственных площадках предусматривается установка урн и специальных контейнеров. Мусор вывозится на полигон ТБО.

Для исключения аварийных разливов нефтепродуктов на технологических площадках предусматривается обваловка и гидроизоляция площадок уплотненным недренирующим грунтом, на складе метанола-бетонным покрытием. Внутренний объем обвалованной площадки предусматривает полный сбор хранящегося топлива (метанола) в случае его утечки.

Отвод производственно-дождевых стоков из обвалованных технологических площадок предусматривается осуществлять по системе дождевой канализации в дренажные емкости с последующим вывозом на очистные сооружения производственных стоков и закачкой в пласт.

Постоянный контроль за соблюдением установленных проектом границ полосы отвода земель обеспечивают сохранение почвенно-растительного покрова на прилегающих к объектам территориях .

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ чистого давления при проведении ГРП может выражаться во множественной интерпретации геометрии трещины, если физика распространения трещине не до конца ясна. Однако, модель трещины может быть калибрована при помощи других диагностических методов (прямых и косвенных), существенно снижающих неопределенность в предполагаемой геометрии трещины.

Метод анализа данных эксплуатации скважин может давать неоднозначный результат в отсутствии точного измерения пластовой проницаемости и пластового давления. Комбинация КВД, проведенного до ГРП и после ГРП может дать важную информацию для оценки развития трещины. Проведение КВД до ГРП в низкопроницаемых коллекторах позволяет получить информацию о пластовой проницаемости и давлении, что значительно снижает неопределенность в оценке эффективной полудлины трещины из последующего исследования КВД.

Данные микросейсмичности и наклономеров могут обеспечить прямыми измерениями созданной длины трещины и ее геометрии, однако не могут дать представление об эффективных параметрах. Данный факт является ключевым ограничением данных методов и подчеркивает необходимость применения косвенных методов диагностирования параметров трещины ГРП.

Комбинирование нескольких диагностических методов и использование именно тех методов, подходящих в данном конкретном случае, дает основание к более надежной оценке параметров трещины, исключая неопределенности, связанные с неоднозначностью решения для данного конкретного метода.

В отсутствие надежной оценки созданной и эффективной полудлины трещины, а также ее проводимости, оптимизация последующих операций ГРП является невыполнимой задачей и изменения в дизайне ГРП могут отрицательно повлиять на продуктивность.

Выбор подходящего набора диагностических методов и их совместное постоянное применение может оказать критическое влияние на оптимизацию дизайна ГРП и всего процесса разработки в целом.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ ЛИТЕРАТУРЫ

1. В.М. Осадчий – Возможности и перспективны геофизических исследований для контроля и повышения эффективности гидравлического разрыва нефтегазоносных пластов в России и на Западе – ОАО «Нишневартовскнефтегеофизика» – с.249–259.
2. C.L. Cipolla, SPE and C.A.Wringht,SPE-Diagnostic Techniques To Understand Hydraulic Fracturing: What? Why? And How? 23–34 p.
3. С.И. Александров, В.А. Мишин, ООО «Викосейс», Д.И. Буров, ООО «Газпром георесурс» - Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: успехи и проблемы-Технологии добычи и использования углеводородов // Технологии добычи и использования углеводородов –2004 – №2 –39–43 с.
4. Bybee, Karen - Resolving Created, Propped, and Effective Hydraulic-Fracture Length – JPT SPE Journal Paper, 2009 – p.58 – 60.
5. Т.Н. Силкина, А.А. Воронков – Оценка параметров трещины методами гидродинамических исследований скважин //Техника и технология добычи нефти, 2007 г.–112 – 114 с.
6. Cinco-Ley, H. and Samaniego-V.: "Transient Pressure and Analysis for Fractured Wells," JPT (Sept. 1981) 1749-66.Lee, S.-T and Brockenbrough, J. R.: "A New Approximate Analytic Solution for FiniteConductivity Vertical Fractures," SPEFE (Feb. 1986)
7. Lee, S.-T and Brockenbrough, J. R.: "A New Approximate Analytic Solution for FiniteConductivity Vertical Fractures," SPEFE (Feb. 1986)
8. Azari, M., Wooden, W.O., and Coble, L. E.: "A Complete Set of Laplace Transforms for FiniteConductivity Vertical Fractures Under Bilinear and Trilinear Flows," paper SPE 20556 presented at the 65th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, Sept. 23-26, 1990.
9. Azari, M., Soliman, M.Y., Wooden, W., and Hunt, J.: "Performance Prediction for Finite-Conductivity, Vertical Fractures," paper SPE 22659 presented at the 66th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Tx, Oct. 6-9, 1991, also 1991 Asia Pacific Conference, Perth, Australia, Nov. 4-7, 1991.
10. Azari, M., Wooden, W.O., and Coble, L.: "Further Investigation of the Analytic Solutions for FiniteConductivity Vertical Fractures," paper SPE 21402 presented at the SPE Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, March 2-5, 1991.

11. М.М. Хасанов, О.Ю. Мельчаева, А.Н. Ситников, А.П. Рощектаев - Динамика добычи из скважин с гидроразрывом пласта в экономически оптимальных системах разработки // Нефтяное хозяйство , 2013 – № 12 – с. 36– 39.
12. Professor George Stewart, professor Jamiolahmady – Well Test Analysis – p. 210–212.
13. J.A. Rushing, SPE, and R.B. Sullivan, SPE "Post-Fracture Performance Diagnostics for Gas Wells with finite-conductivity vertical fractures"