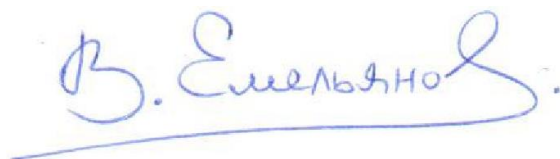


На правах рукописи

A handwritten signature in blue ink, reading "В. Емельянов", with a horizontal line underneath.

ЕМЕЛЬЯНОВ ВИТАЛИЙ ВЛАДИМИРОВИЧ

**ОБОСНОВАНИЕ СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН С  
ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА ЗАЛЕЖАХ НЕФТИ С РАЗНЫМ  
ЛИТОТИПОМ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД  
(на примере нефтяных месторождений Республики Татарстан)**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных  
и газовых месторождений

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Бугульма – 2016

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти  
(ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Научный руководитель

доктор технических наук, доцент  
**Насыбуллин Арслан Валерьевич**

Официальные оппоненты:

**Гильманова Расима Хамбаловна**  
доктор технических наук, профессор,  
ООО НПО «Нефтегазтехнология», директор

**Хаминов Николай Иванович**  
кандидат технических наук,  
ООО «АРМ-Сервис»,  
начальник геологического отдела

Ведущая организация:

**Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
«Башкирский государственный  
университет» (г. Уфа)**

Защита состоится 13 октября 2016 г. в 15<sup>30</sup> часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. М. Джалия, д. 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти [www.tatnipi.ru](http://www.tatnipi.ru)

Автореферат разослан « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Львова Ирина Вячеславовна

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность темы.**

В существующих экономических условиях основной задачей, решаемой нефтяными компаниями, в том числе ПАО «Татнефть», является удержание и увеличение уровней добычи нефти. Задача решается путём применения горизонтальной технологии (ГТ) при проектировании систем разработки с заменой горизонтальным стволом как минимум двух вертикальных скважин (ВС) без учёта трещиноватости, разуплотнённости и простираения структурных элементов. Бурение скважин без учета данных параметров приводит к опережающему обводнению продукции, что сказывается на добычных возможностях скважин. Предлагается оптимальное размещение скважин с горизонтальным окончанием (СГО) с использованием указанных параметров, полученных по результатам сейсмокаротажных исследований методом непродольного вертикального сейсмопрофилирования (НВСП). При этом осуществляется увеличение добычных возможностей СГО, интенсификация добычи нефти, высокая эффективность капитальных вложений на всех стадиях разработки нефтяных месторождений.

### **Степень разработанности темы.**

Совершенствование существующих систем разработки и создание новых, с использованием горизонтальных технологий для наиболее полной выработки запасов нефти и увеличения радиуса дренирования отражено в работах многих исследователей и учёных нефтяной отрасли России и, в том числе Татарстана. Свой вклад в изучение трещиноватости карбонатных коллекторов и её роли в выработке запасов нефти внесли учёные: А.Н. Амиров, В.Г. Базаревская, И.М. Бакиров, Г.Х. Бакирова, А.А. Губайдуллин, И.Г. Газизов, Б.Г. Ганиев, Г.Г. Ганиев, Р.Н. Дияшев, А.К. Доронкин, Г.Г. Емельянова, Ю.П. Желтов, Н.И. Зевакин, А.И. Иванов, З.С. Идиятуллина, В.А. Иктисанов, Е.А. Козина, В.И. Кудинов, Б.М. Курочкин, И.Р. Марченко, Р.М. Миннулин, Л.М. Миронова, Н.В. Музалевская, Р.Х. Муслимов, И.З. Мухаметвалеев, Р.З. Мухаметшин, А.В. Насыбуллин, И.А. Нуриев, А.Т. Панарин, Е.К. Плаксин, И.Н. Плотникова, Р.Г. Рамазанов, Е.М. Сметхов, В.Н. Соловьёва, Э.И. Сулейманов, Б.М. Сучков, Б.В. Успенский, Р.Т. Фазлыев, И.Н. Файзуллин, Н.Ш. Хайретдинов, И.Н. Хакимзянов, Р.Г. Ханнанов, Р.Б. Хисамов, Р.С. Хисамов, А.И. Хурямов, В.М. Хусаинов, Р.Т. Шакирова, Е.А. Юдинцев.

Однако в трудах этих учёных не рассматриваются вопросы повышения эффективности применения горизонтальных технологий от расположения скважин с горизонтальным окончанием (СГО) в продуктивном объекте относительно направления максимальной подвижности флюида (МПФ) или максимальной гидропроводности (МГ) - трещиноватости и зон разуплотнения (ЗР) в карбонатных и терригенных коллекторах. Расположение новых скважин с горизонтальным окончанием и зарезок боковых горизонтальных стволов (БГС) относительно МПФ, МГ-трещиноватости и ЗР влияет не только на дебит скважин, но и на динамику обводнения их продукции, интенсификацию добычи нефти, степень выработанности запасов межскважинного пространства и достижение максимального конечного извлечения нефти (КИН).

В этой связи перспективным для оптимальной ориентации ствола СГО при проектировании систем разработки является использование результатов исследования методом непродольного вертикального сейсмопрофилирования (НВСП), применяемого, как правило, геологическими службами в целях доразведки.

Метод позволяет определить наличие трещиноватости, её направленность и выделить зоны разуплотнения вмещающих пород.

### **Цель работы.**

Увеличение добычных возможностей скважин за счёт оптимальной проводки горизонтальных стволов в залежах с различным литотипом вмещающих пород, на основе данных НВСП и новых зависимостей между траекторией скважин, относительно трещиноватости и зон разуплотнения пород, и их добычными возможностями на разных стадиях разработки.

### **Основные задачи исследований.**

1. Исследование влияния структурного фактора на направление максимальной подвижности флюида и максимальной гидропроводности-трещиноватости в пределах одного поднятия, контролирующего залежь нефти.

2. Анализ зависимости технологических показателей работы скважин с горизонтальным окончанием от расположения их забоев в плане относительно направления максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности-трещиноватости и зон разуплотнения в карбонатных и терригенных коллекторах с использованием предложенного коэффициента удельной годовой добычи нефти на метр ствола СГО в продуктивном объекте.

3. Разработка: а) критериев оптимального положения скважин с горизонтальным окончанием в плане относительно направления максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности-трещиноватости и зон разуплотнения в карбонатных и терригенных коллекторах; б) алгоритма заложения СГО; в) комплекса геолого-технологических мероприятий для совершенствования существующих систем разработки на залежах, разрабатываемых с применением ГТ.

### **Научная новизна.**

1. Выявлена зависимость между ориентацией направления максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности - трещиноватости и простиранием структурных элементов в рельефе адресного пласта или объекта в пределах поднятий, контролирующих залежи нефти в карбонатных и терригенных коллекторах.

2. Установлена зависимость между направлением СГО в плане продуктивного объекта относительно ориентации направления максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности-трещиноватости и зон разуплотнения в карбонатных и терригенных коллекторах и их добычными возможностями.

3. Предложен алгоритм заложения СГО с учетом использования данных по ориентации направления максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности - трещиноватости и распространения зон разуплотнения в карбонатных и терригенных коллекторах.

### **Теоретическая и практическая значимость работы.**

Разработаны рекомендации по применению нового подхода к составлению проектных документов, расположению проектного фонда СГО и по разработке ГТМ с использованием данных направления максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности - трещиноватости и зон разуплотнения в карбонатных и терригенных коллекторах.

Оценена возможность использования, разработанных приемов и подходов по увеличению добычных возможностей СГО для всех залежей и месторождений с разным литотипом пород, находящихся на разных стадиях разработки, в целом по республике Татарстан.

Изучены связи между направлениями простирания структурных элементов и направлениями максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности - трещиноватости и разуплотнения в карбонатных и терригенных коллекторах.

Выведен коэффициент удельной годовой добычи нефти на метр ствола в адресном объекте (УГДН) для сравнения добычных возможностей СГО по-разному расположенных к направлениям максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности - трещиноватости и зонам разуплотнения.

Выявлены зависимости между технологическими показателями работы СГО и положением условно-горизонтальных частей стволов скважин относительно направления максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности-трещиноватости и зон разуплотнения в карбонатных и терригенных коллекторах.

Разработаны рекомендации по совершенствованию систем разработки путём оптимального размещения проектного фонда СГО, оценено повышение добычных возможностей СГО при рекомендуемой ориентировании стволов СГО относительно разуплотнения вмещающих пород на месторождениях Урало-Поволжья.

Предложено три способа разработки нефтяных пластов, защищённых патентами РФ.

### **Методология и методы исследования.**

Решения поставленных задач основывались на результатах ГИС и НВСП, моделирования и анализа технологических показателей 93 СГО (ГС, МЗС, БГС), пробуренных на залежах в карбонатных и терригенных коллекторах.

Для решения поставленных задач использованы: геологическое моделирование участков залежей, разрабатываемых с применением ГТ, анализ особенностей их строения, сопоставления структурных планов с направлениями максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности – трещиноватости, разуплотнённости в карбонатных и терригенных коллекторах с технологическими показателями работы СГО по-разному ориентированных к ним.

### **Основные защищаемые положения.**

1. Зависимость между ориентацией направления максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности - трещиноватости и простиранием структурных элементов в рельефе адресного пласта или объекта в пределах поднятий, контролирующих залежи нефти в карбонатных коллекторах;

2. Зависимость между положением СГО в плане продуктивного объекта относительно ориентации направления максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности - трещиноватости и зон разуплотнения в карбонатных и терригенных коллекторах и их добычными возможностями.

3. Алгоритм заложения СГО с учетом использования данных по ориентации направления максимальной подвижности флюида или максимальной гидропроводности - трещиноватости и зон разуплотнения в карбонатных и терригенных коллекторах.

#### **Достоверность результатов.**

Достоверность полученных результатов достигалась путем применения современных методов математического моделирования с применением лицензионного программного обеспечения и методов обработки статистической информации с использованием ПЭВМ и анализа. Полученные теоретические выводы подтверждаются на практике.

#### **Апробация работы.**

Результаты диссертационной работы и основные ее положения докладывались и обсуждались на следующих семинарах и конференциях: молодежной научно-практической конференции НГДУ «Прикамнефть» ОАО «Татнефть», г. Елабуга, 2012, 2013, 2014, 2015 г.; научно-технической ярмарке идей и предложений ОАО «Татнефть», г. Альметьевск, 2012, 2014 г.; семинарах ЦСМС ОАО «Татнефть» по секции: «Геология, разработка нефтяных и газовых месторождений», г. Альметьевск, г. Казань, 2013, 2014, 2015 г.; 13-ой молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть», посвященной 70-летию с начала разработки нефти в РТ, г. Альметьевск, 2013 г.; научно-техническом семинаре главных геологов и специалистов ОАО «Татнефть», г. Нурлат, 2014 г.; 1-й республиканской молодежной геологической конференции, организаторы: кафедра Юнеско «Развитие фундаментальных принципов хартии земли для создания устойчивого сообщества», Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, г.Казань, 2014 г.; 14-й молодежной научно-практической конференции ОАО «Татнефть», посвященной 55-летию НГДУ «Джалильнефть», п. Джалиль, 2014 г.; 4-й международной научно-практической конференции молодых ученых и специалистов памяти академика А.П.Карпинского, г.Санкт-Петербург, 2015 г.; защита проекта по программе модульного обучения «Молодой лидер нефтегазовой отрасли», Норвегия, г.Осло - Ставангер, 2015 г.; 15-й молодежной научно-практической конференции ПАО «Татнефть», посвященной 70-летию НГДУ «Лениногорскнефть», г. Лениногорск, 2015 г.; VIII Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2015» - г. Уфа, 2015 и др.

#### **Публикации.**

По теме диссертации опубликовано 13 печатных работ, из них 6 статей в журналах, рекомендованных ВАК РФ, 4 статьи в сборниках трудов конференций, 3 патента на изобретения.

#### **Личный вклад автора.**

В рассматриваемых исследованиях автору принадлежат постановка задачи, в ходе её решения получение зависимостей и разработка способов их применения на залежах с

разным литотипом вмещающих пород на различной стадии разработки для повышения коэффициента нефтеизвлечения и эффективности ГТМ по оптимизации существующих систем разработки.

### **Структура и объем работы.**

Диссертационная работа состоит из введения, 5 глав, основных выводов и рекомендаций, заключения, библиографического списка использованных источников из 123 наименований, изложена на 155 страницах машинописного текста и содержит 78 рисунков, 6 таблиц.

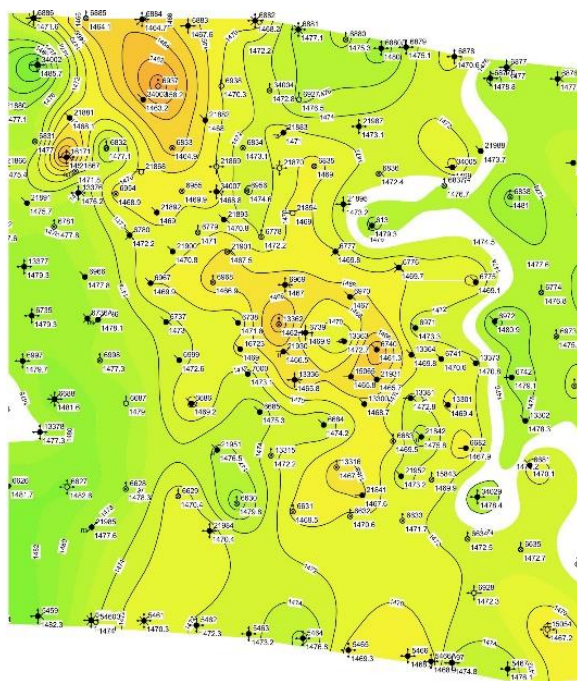
Автор выражает глубокую признательность и благодарность д.г.-м.н., профессору Р.С. Хисамову, д.г.-м.н., профессору Р.Х. Муслимову, научному руководителю, д.т.н., доценту А.В. Насыбуллину, д.г.-м.н., профессору Б.В. Успенскому, д.г.-м.н. И.Н. Плотниковой, д.т.н. И.Н. Хакимзянову за поддержку, внимание и ценные советы при обсуждении основных положений при написании диссертационной работы. Благодарю к.т.н. И.Г. Газизова, Л.М. Миронову, а также сотрудников геологической службы НГДУ «Прикамнефть», ООО «Наука» за совместную плодотворную работу над решением проблем повышения эффективности применения горизонтальной технологии на месторождениях республики Татарстан.

## КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** определены основные задачи исследования, актуальность и цель работы, научная новизна и современное состояние проблемы, практическая ценность нового подхода к обоснованию заложения СГО с целью увеличения их добычных возможностей, сведения об апробации результатов диссертационной работы.

В **первой главе** представлен обзор работ авторов, которые сделали значительный вклад в изучение трещиноватости карбонатных коллекторов и её роли в выработке запасов нефти. Приведен краткий анализ геологического строения месторождений, разрабатываемых с применением горизонтальных технологий (ГТ). Выделены основные факторы, влияющие на выбор расположения проектных траекторий СГО в плане и разрезе при их проектировании и строительстве:

- залежи месторождений Республики Татарстан в плане имеют сложный рисунок, в результате изометричных форм поднятий их контролирующих, которые сгруппированы в структурные гряды и объединены единой стратоизогипсой (рисунк 1а);





- на всех тектоноэлементах (за исключением Бавлинской зоны) залежи не редко осложнены границами тектонических и эрозионных нарушений, причём последние ориентированы, как правило, в направлении ближайших прогибов, являющихся зонами разгрузки (рисунки 1а);

- трещиноватость вмещающих пород по всем объектам увеличивается вниз по разрезу и частично переходит в кавернозность;

- основными флюидопроводящими каналами в поровом коллекторе являются межформенные пустоты и короткие каналцы их соединяющие, в карбонатном – микро- и макротрещины различного генезиса, увеличивающихся в объёме породы вниз по разрезу (рисунки 2);



*Рисунок 2 – Известняки трещиноватые и стилолитизированные, неравномерно нефтенасыщенные по порам, трещинам, кавернам выщелачивания и напластованию из скважин соответственно №№ 8576, 8555 и 8551 залежи 655 Зеленогорской площади*

- применение ГТ на терригенные коллекторы верхнего девона и нижнего карбона имеет приоритетность в результате высокой проницаемости коллекторов (таблица 1);

*Таблица 1 - Геолого-геофизическая характеристика объектов, разрабатываемых с применением горизонтальной технологии*

Параметры	Башкир.-серпук.	Тульско-бобрик.	Турнейский	Данк.-лебед.	Кыновс.-паший.-вороб.
Средняя глубина залегания, м	886	1288	1164	1310	1740
Тип коллектора	карбон	терриг	карбон	карбон	терриг
Средняя общая толщина, м	20	14	31,2	7,1	28,5
Средняя нефтенасыщ. толщина, м	6,1	7,1	9,8	5,1	6,1
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,13	0,91	0,12	0,03	0,53
Пористость, %	14,42	24,30	12,67	7	18,7
Начал. пластовое давление, МПа	8,72	13,16	11,26	13,1	17,5
Динамическая вязкость, МПа×с	89,72	91,41	35,62	70,8	4,4
Плотность нефти, т/м <sup>3</sup>	0,9	0,89	0,88	0,91	0,81
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	2,34	11,37	17,66	12,4	61,7
Давление насыщ. нефти газом, МПа	2,98	3,82	3,94	1,6	8,9

- матрица карбонатных пород характеризуется весьма низкими значениями коллекторских свойств (особенно в отложениях верхнего девона), что является одной из причин необходимости выбора положения СГО в плане относительно зон трещиноватости (таблица 1);

- по опыту разработки, при организации системы поддержания пластового давления (ППД) в карбонатных коллекторах путём нагнетания в пласт вытесняющего агента, вытеснение в первую очередь происходит по трещинам и затем распределяется на матрицу;

- по скважинам с горизонтальным окончанием, освоенным под нагнетание на слабопроницаемые терригенные коллекторы, приёмистость увеличилась в десятки раз (опыт НГДУ «Азнакаевскнефть» и «Лениногорскнефть»).

Показано, что все месторождения республики Татарстан сложнопостроенные, многообъектные и многозалежные. Продуктивные отложения характеризуются высокой неоднородностью по площади и разрезу, трещиноватостью и наличием зон разуплотнения вмещающих пород. В этой связи при разбуривании залежей по мере поступления информации по вновь проводимым детализационным исследованиям и результатам бурения скважин, возникает необходимость уточнения принятых и утверждённых проектных решений в отношении расположения проектных скважин-точек.

Во **второй главе** приведены краткие сведения об эксплуатации СГО в ПАО «Татнефть». Результаты строительства и технологические показатели разработки свидетельствуют о том, что ожидаемая высокая эффективность применения СГО в большей степени зависит от особенностей геологического строения продуктивного объекта: его расчлененности, анизотропии, наличия трещиноватости и зон разуплотнений, их положения относительно условно горизонтальной части стволов (УГЧС), чем в случае с вертикальными скважинами (ВС).

71% фонда СГО в компании пробурено на карбонатные коллекторы. Дебит нефти по ним и скорость обводнения продукции, в том числе, зависят от ориентации УГЧС относительно направления трещиноватости и зон разуплотнения, которые определяются по результатам скважинной сейсморазведки – методом непродольного вертикального сейсмопрофилирования (НВСП).

Сравнивая дебиты нефти СГО с окружающими вертикальными скважинами (ВС), можно сделать вывод о том, что бурение СГО, однозначно, обеспечивает более высокие дебиты нефти: как начальные (дебиты нефти по ГС выше по сравнению с ВС в 3,2 раза, МЗГС – в 4 раза, БГС – в 2,4 раза), так и текущие (ГС – в 2,1 раза, МЗГС – в 2,2 раза, БГС – в 1,2 раза). В среднем длина УГЧС по однозбойным СГО составляет 249 м, причем из них 192,7 м по нефтеносному коллектору, что составляет 77,4% от всей длины. Эффективность вскрытия по сравнению с 2009 годом выше более чем на 10%, что связано с мониторингом геологических параметров в процессе бурения в режиме реального времени, применяемого в ПАО «Татнефть» с 2010 года. За 2014 год введено в эксплуатацию 68 СГО (65 ГС и 3 МЗГС) с начальным средним дебитом нефти 13,6 т/сут и 10,5 т/сут и обводненностью 20% и 26,6%, соответственно.

Особое внимание в компании уделяется проблеме восстановления бездействующего фонда скважин. Одним из способов решения этой проблемы является бурение вторых стволов, в том числе с горизонтальным окончанием (ГО) из простаивающего по разным причинам фонда скважин. Бурение боковых стволов позволяет не только реанимировать добычу скважин из бездействующего фонда, но и решить вопрос доизвлечения остаточных запасов нефти из невыработанного межскважинного пространства за счёт уплотнения существующей сетки скважин. За 2014 год всего по ПАО «Татнефть» было произведено бурение 18 боковых горизонтальных стволов с начальным дебитом нефти 8,9 т/сут при обводненности продукции 34,8% (на текущую дату дебит по нефти – 8,2 т/сут при обводненности 37,3%). Если 82,2% всей добычи компании ПАО «Татнефть» приходится на терригенные коллекторы, то в накопленной добыче нефти по СГО, большая доля принадлежит карбонатным коллекторам.

Основными объектами применения технологии бурения боковых горизонтальных стволов являются отложения бобриковского горизонта (83%). Результаты освоения и эксплуатации СГО в ПАО «Татнефть» показывают, что их продуктивность значительно ниже теоретически возможной.

Основная причина недостаточной эффективности СГО заключается в условиях вскрытия продуктивного пласта УГЧС относительно направления трещиноватости и зон разуплотнения в карбонатных и терригенных коллекторах, длительное время воздействия промывочной жидкости на пласт и т.д.

Другой, не менее важной причиной недостижения ожидаемых результатов эксплуатации СГО является отставание организации систем поддержания пластового давления на участках, разрабатываемых с применением ГТ.

При проектировании положения СГО в плане чаще всего используется критерий погашения забоем, как минимум, двух проектных ВС, оставляя без особого внимания положение ствола относительно систем трещин и зон разуплотнения. С целью поиска решений по оптимальному расположению СГО в плане, проведен анализ 93 СГО различно ориентированных к трещиноватости в карбонатных коллекторах (низкие энергии отражений по данным НВСП) и зонам разуплотнения – в терригенных (высокие энергии отражений).

**В третьей главе** детально описано и показано с помощью моделей сложное геологическое строение объектов на рассмотренных участках залежей, разрабатываемых с применением ГТ. Построение геологических моделей, выполнялось в целях дальнейшего изучения и уточнения геологического строения залежей в объёмной визуализации и более детального анализа положения структурных элементов, сечения и плотности изогипс (*рисунк 3*). Все этапы моделирования основывались на анализе всего накопленного объёма сейсмических, скважинных, геофизических и промысловых данных, на построении многочисленных схем детальной корреляции разреза скважин, и структурных поверхностей по абсолютным отметкам подошв реперных пачек каждого продуктивного стратообъекта.

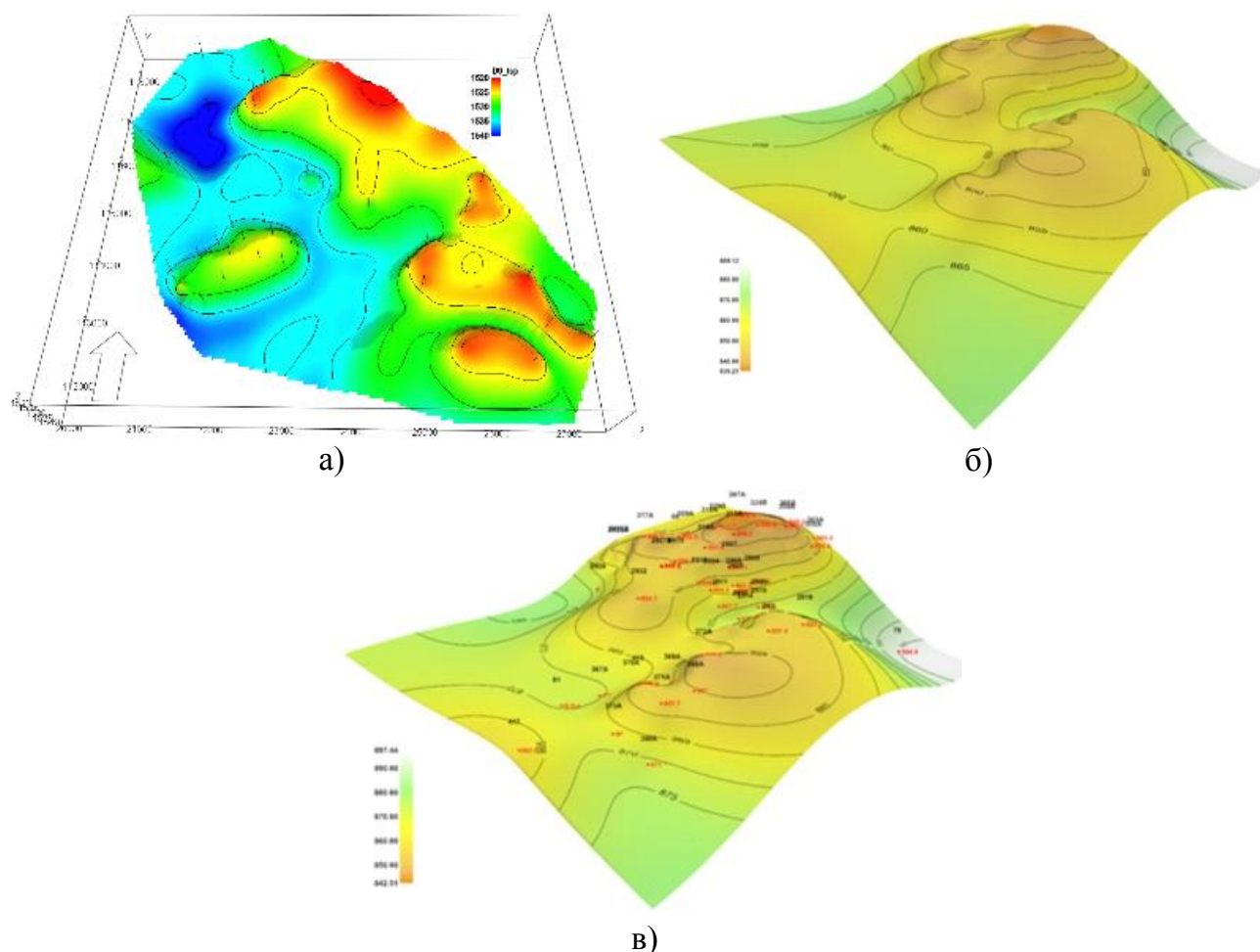
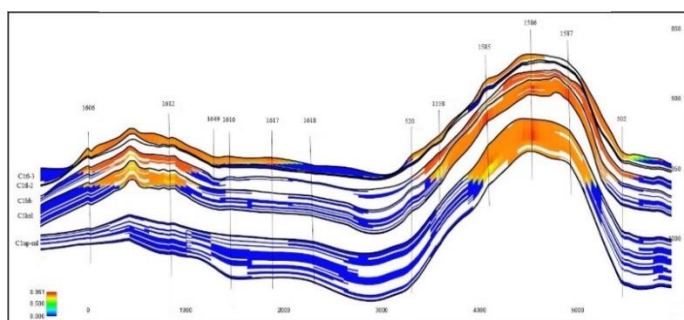


Рисунок 3 – а) структурная сетка по кровле продуктивных отложений терригенного верхнего девона; структурный каркас по кровле отложений: б) бакирского в) турнейского ярусов Аксубаево-Мокишинского месторождения

Основой параметрических моделей явились ГИС, что дало возможность визуализировать зоны развития коллектора и неколлектора в плане и разрезе моделей и степень неоднородности строения залежей или конкретных их участков (рисунок 4).

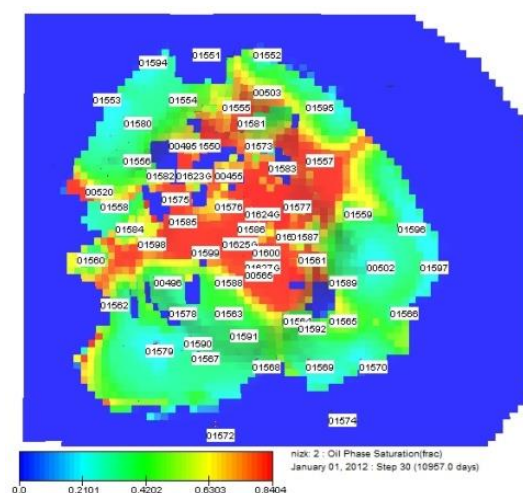
Степень неоднородности по разрезу рассмотренных месторождений высокая и по параметру расчленённости изменяется от 2 д.ед. до 5 д.ед. в терригенных коллекторах и от 5 д.ед. до 11 д.ед. – в карбонатных.

Качественная и детальная геологическая модель позволяет повысить надежность заложения проектного фонда СГО относительно выявленного направления трещиноватости и зон разуплотнения в карбонатных и терригенных коллекторах, определить недостатки размещения проектного фонда, принять обоснованные решения по его корректировке, снизить степень риска при принятии решений по управлению разработкой. Критерием правильности построения геологической модели на рассматриваемых месторождениях послужила оценка геологических запасов нефти. Оценка начальных балансовых запасов нефти в геологических моделях выполнялась объемным методом. Разница в начальных балансовых запасах нефти, подсчитанных в Roxar Irap RMS, и представленных в подсчётах составила не более 4,5%, то есть в пределах допустимых значений по РД 153-39.0-047-00.



а)

*Рисунок 4 - Распределение параметра нефтенасыщенности: а) в разрезе; б) в плане отложениях нижнего карбона Бастрыкского месторождения по состоянию на 01.01.2015 г.*



б)

В четвёртой главе работы определяется степень оптимальности расположения УГЧСС по отношению к зонам разуплотнения на участках залежей в терригенных коллекторах, с привлечением данных НВСП. Проведён анализ зависимости технологических показателей работы СГО от расположения их относительно структурных элементов поднятий, контролирующих залежи, направления максимальной подвижности флюида и развития зон разуплотнения вмещающих терригенных пород, определённых по результатам исследований НВСП. Теоретические исследования, результаты строительства и эксплуатации сотен СГО показывают, что ожидаемая высокая эффективность применения ГТ в большей степени зависит от особенностей геологического строения продуктивного объекта: его расчленённости, анизотропии, наличия трещиноватости и разуплотнённости, коллекторских свойств, толщины и т.д., в отличие от ВС. Перечисленные параметры, в первую очередь, влияют на выбор положения траектории СГО в плане и разрезе. Положение СГО относительно развития зон разуплотнения определяет, как потенциальный дебит нефти, так и скорость обводнения её продукции.

В ходе анализа, расчётов и построения графиков технологических показателей работы скважин предложен коэффициент удельной годовой добычи нефти на один метр длины УГЧС СГО.

Данный коэффициент можно применять для сравнительной характеристики успешности как СГО, так и скважин любой категории, целью бурения которых является добыча нефти. Сопоставление данных в пределах одного участка за равный промежуток времени эксплуатации СГО, необходимо производить с начала ввода их в эксплуатацию.

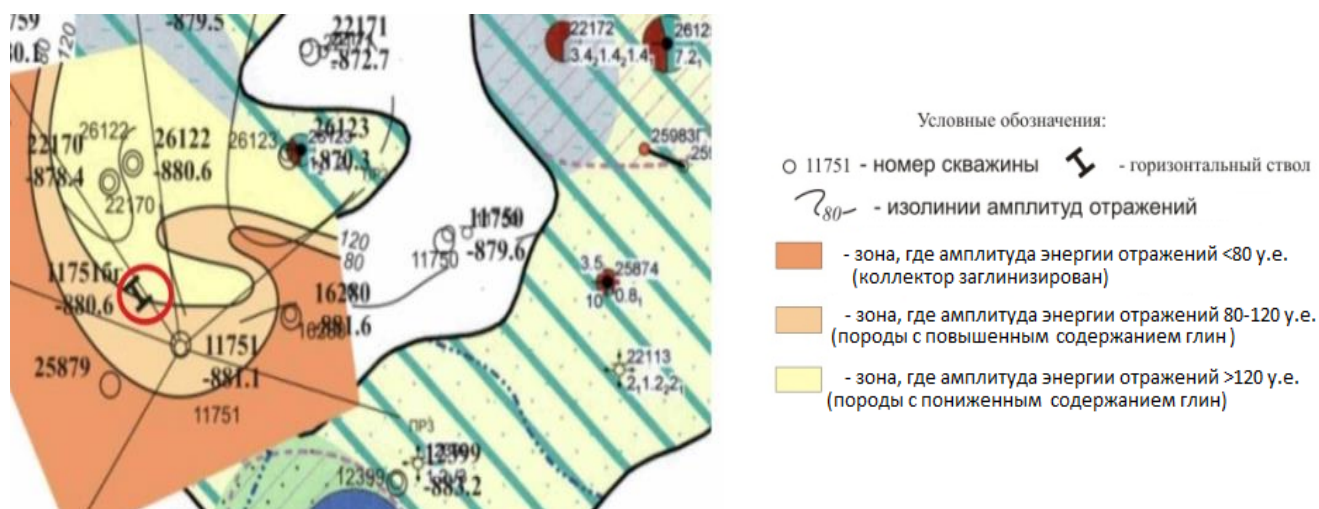
Установлено, что основную роль в достижении высоких добычных возможностей СГО в терригенных коллекторах играет их расположение по отношению к зонам разуплотнения-развития пород с высокими коллекторскими свойствами, характеризующихся высокими амплитудами энергий отражённых волн. В работе приведён анализ по нескольким участкам залежей в терригенных коллекторах, разрабатываемых с применением ГТ на разных тектоноэлементах. Для удобства сравнения произведено совмещение карт: структурных, энергий отражённых волн и разработки. Исследования НВСП на



терригенные коллекторы из приведённых в работе участков производились на залежах 12 и 31 НГДУ «Джалильнефть» и залежи № 1 НГДУ «Лениногорскнефть».

На совмещённой карте боковой горизонтальный ствол (БГС) № 11751 (длиной всего 30,1 метр) размещен от старого забоя в направлении зоны увеличения энергий отражённых волн, в северном направлении, в повышенную часть структуры и развития коллектора (рисунк 5). Часть условно-горизонтального ствола, вскрывшая коллектор, составила 82% (таблица 2). Дебит нефти после ГТМ увеличился на 13,8 т/сут при обводнённости 25,7%. Судя по динамике обводнённости, возможно присутствие заколонной циркуляции. Необходимо произвести исследования по определению интервала водопритока и работы по его изоляции. Пластовое давление в зоне отбора снизилось на 2,3 МПа, что составляет 25% от начального.

Ярким примером зависимости добычных возможностей скважин с горизонтальным окончанием, эксплуатирующих терригенный коллектор, от расположения их стволов к зонам разуплотнения могут служить две зарезки боковых горизонтальных стволов (БГС) из вертикальных скважин (ВС) №№ 26669бг и 16649бг по причине высокого обводнения продукции с целью восстановления добычных возможностей. Скважины расположены в пределах одного поднятия, контролирующего залежь нефти, но на разных склонах.





**Таблица 2 - Динамика технологических показателей работы СГО в терригенных породах**

№ п/п	№ скв.	Индекс объекта	Начало эксплу- атации	Длина ствола/ длина коллектора, м	Угол	Уд.ГДН, т/год×м ДС/ДК	Накопленная добыча, т			Начальные			Текущие		
							нефть	вода	жидкость	дебит, т/сут	обводненность, %	пластовое давление, МПа	дебит, т/сут	обводненность, %	пластовое давление, МПа
НГДУ «Джалильнефть»															
1	11353бгс	С <sub>1</sub> бр	12.2009	167/42,4	в зоне	4,5/17,8	3811	6108	9919	3,4	43,3	5,4	1,52	71,8	5,6
2	11751бгс	С <sub>1</sub> бр	12.2011	30,1/24,6	в зоне	37,2/45,5	3446	15786	19232	13,8	25,7	9,2	1,43	92,1	6,9
НГДУ «Ленингорскнефть»															
1	26669бгс	С <sub>1</sub> бр	12.2012	34/29	менее 45°	70,6/82,8	4994	11811	16805	9,9	50,3	9	3,77	87,1	5,6
2	16649бгс	С <sub>1</sub> бр	05.2007	34,7/33,2	ортогонально	108,9/113,8	7858	2544	10402	7,3	6,2	9,2	6,82	54,3	9,6
НГДУ «Прикамнефть»															
1	1221мзг	С <sub>1</sub> бр	10.2006	1) 283/259	параллельно	32,4/38,2	84122	321932	406054	33,3	39,8	10,5	5,5	97,6	9,6
				2) 138/98	ортогонально										
2	1222мзг	С <sub>1</sub> бр	12.2005	1)172/152,6	2 системы трещ.	55,8/90,9	110124	398068	508192	35	13,9	10,9	0,3	99,9	9,7
				2) 148/44											
3	1226мзг	С <sub>1</sub> бр	08.2008	1)121/38,6	2 системы трещ.	60,2/212,4	73139	59979	133118	43,3	2,6	10,5	1,2	99,2	9,9
			2) 76/17,2												
4	1231г	С <sub>1</sub> бр	02.2015	8/2	ортогонально	161,9/647,6	2461	4532	6993	19,2	20	-	4,4	72	-
5	1228г	С <sub>1</sub> бр	11.2008	116,4/7,2	параллельно	8,8/142,6	6335	642	6977	6,5	2,6	9,4	0,9	27,5	6,5

\* *примечание: время сравнения технологических показателей по скважине 11353 – 5 лет 1 месяц; по скважине 11751 – 3 года 1 месяц; по скважинам 16649бгс, 26669бгс – 2 года 1 месяц; по скважинам 1221мзг, 1222мзг, 1226мзг, 1228г – 6 лет 2 месяца, 1231г-1 год 11 месяцев. ДС – длина ствола; ДК - длина коллектора в общей длине ствола в продуктивной части разреза*

На залежи Ново-Суксинского месторождения рассмотрены четыре СГО. Наиболее высокие коэффициенты УГДН оказались у СГО №№ 1226мзг, 1222мзг, наименьший принадлежит многозабойной СГО № 1221мзг и 1228г, по причине расположения длинного ствола скважины параллельно направлению простирания структурного элемента, а короткий лежит всего в 50<sup>0</sup> дирекционного угла от длинного (таблица 2). При сравнении добычных возможностей двух СГО 1231г и 1228г, расположенных, соответственно, ортогонально и параллельно к направлению простирания структуры, при равной длине горизонтального ствола 8м., при расчете от начала их эксплуатации, УГДН 1231г больше в 10 раз, чем у 1228г, и дополнительная добыча нефти по 1231г составляет 2,2 тыс.т.

**Пятая глава** посвящена определению степени оптимальности расположения УГЧСС по отношению к трещиноватости, зонам разуплотнения на участках залежей в карбонатных коллекторах с привлечением данных непродольного вертикального сейсмопрофилирования (НВСП). Параметрами, определяющими степень оптимальности заложения СГО в карбонатных коллекторах, как и в случае со скважинами по терригенным коллекторам, являются технологические показатели их работы. Инструментом сравнения является выведенный коэффициент удельной годовой добычи нефти (УГДН) на метр СГО в пределах адресного объекта. Ориентация СГО относительно преимущественного направления развития систем трещин определяет, как потенциальный дебит, так и скорость обводнения продукции скважины.

За всю историю разработки месторождений ПАО «Татнефть» объем бурения СГО по карбонатным коллекторам превышает объем бурения по терригенным коллекторам на 21%. Бурение СГО на залежи в карбонатных коллекторах началось раньше, примерно

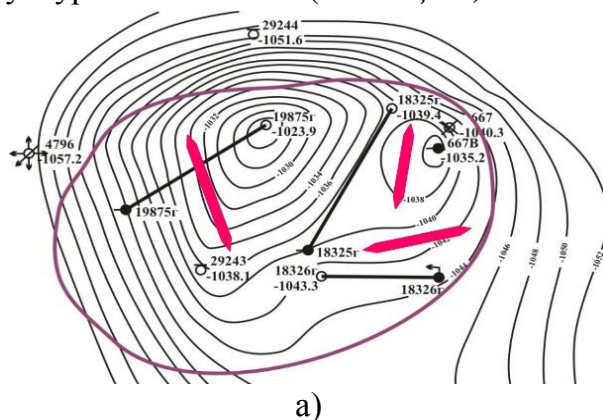


10 лет. Обзор технологических показателей, отражающих успешность заложения СГО, представлен в таблице 3. Если коэффициент УГДН по высокопродуктивным терригенным коллекторам достигал 212 т/м×г, то по карбонатным – он достигает, максимум 77,6 т/м×г, что доказывает низкую продуктивную способность карбонатных коллекторов, за счет малой проницаемости, и, в этой связи, слабую подвижность флюида (таблицы 2, 3).

Из анализа структурных планов участков расположения СГО можно сделать важный вывод о соответствии направлений максимальной подвижности флюида, максимальной гидропроводности-трещиноватости на конкретном участке нефтяной залежи направлению простирания конкретного структурного элемента, на котором расположена условно-горизонтальная часть ствола (УГЧС). Все карбонатные вмещающие породы, рассмотренные в работе и выделяемые в разрезе в качестве нефтеносных эксплуатационных объектов, подразделяются на три этажа нефтеносности: карбонатный девон, нижний карбон и средний карбон.

Самым нижним эксплуатационным объектом, сложенным карбонатными коллекторами, и разрабатываемым с применением ГТ, является **карбонатный девон (665 залежи в НГДУ «Азнакаевскнефть»)**. Вмещающий коллектор низкопористый, слабопроницаемый (кондиционное значение пористости равно 6-7%).

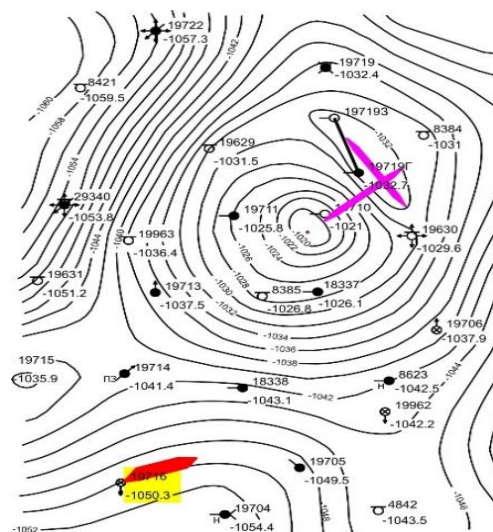
На одном из куполов заложено и пробурено три СГО с разной ориентацией к направлениям простирания структурных элементов – трещиноватости, на другом – зарезка бокового ствола (рисунок 8). На первой карте (рис. 8а) нанесены прогнозные направления трещиноватости, на второй – определённые по НВСП. СГО № 19875г размещена ортогонально к направлению простирания структурного элемента - трещиноватости. Её УГДН практически в 2 раза выше, чем у СГО № 18326г, расположенной параллельно к направлению трещиноватости и СГО № 18325г – субпараллельно, а БГС № 19719з находится в зоне пересечения двух систем трещин и её УГДН самый высокий (таблица 3 и рисунок 8). Таким образом, лучшие технологические показатели по слабопроницаемым коллекторам пласта Ддл3 имеют СГО, пробуренные в зоне пересечения двух систем трещин и ортогонально направлению трещиноватости или простирания структурного элемента (таблица 3).



а)

Рисунок 8 – Выкопировка со структурных карт пласта Ддл-3:

а) район СГО №№18325, 18326, 19875; б) зарезка БГС №19719з



б)

**Таблица 3 - Динамика технологических показателей работы СГО в карбонатных породах**

№ п/п	№ скв.	Индекс объекта	Начало эксплу- атации	Длина ствола/ длина коллек- тора, м	Угол	Уд.ГДН, т/годхм ДС/ДК	Накопленная добыча, т			Начальные			Текущие		
							нефть	вода	жидкость	дебит, т/сут	обводнен- ность, %	пластовое давление, МПа	дебит, т/сут	обводнен- ность, %	пластовое давление, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
НГДУ «Азнакаевскнефть»															
1	19719з	ДЗдл	янв.00	104,9	2 системы трещ.	14	21968	85984	107952	4,7	16,7	11	5,3	86,1	14
2	18326г	ДЗдл	мар.94	296	субпараллельно	3,9	21248	51855	73103	17,3	0	11,5	6,7	81,8	8
НГДУ «Альметьевнефть»															
3	25120г	С <sub>1</sub> тр	окт.11	71/69	2 системы трещ.	24,4/25,1	5360	1481	7111	19,8	6,2	9,9	2,3	50	4,5
4	163346гс	С <sub>1</sub> тр	фев.08	48	68 <sup>0</sup> к БРР	32,6	5093	2849	7942	9	12,5	10,4	4,15	28,6	5,4
5	25041мзг	С <sub>1</sub> тр	июл.09	1) 100/88	параллельно	4,6/5,1	4450	750	5200	15,5	6,2	6,3	2,2	12,2	7,4
				2) 82/75,6	субпараллельно										
НГДУ «Бавлынефть»															
6	4489г	С <sub>1</sub> тр	янв.01	295/21,6	2 системы трещ.	5,6/76,0	21749	1917	23666	6,3	12,8	8,3	6,1	26,6	5,1
7	4542г	С <sub>1</sub> тр	сен.01	91/91	ортогонально	12,6	15252	1616	16868	4,7	12,9	8,6	4,2	14	2,8
8	4545г	С <sub>1</sub> тр	янв.99	339/62,8	параллельно	1,5/8,1	6716	5959	12675	3,1	56,9	7,7	1,6	85,6	6,2
НГДУ «Елховнефть»															
9	8316г	С <sub>1</sub> тр	июн.11	124/123	субпараллельно	10,4/10,4	4582	302	4587	11,5	2,6	5,7	4,6	6	5,8
10	65926гс	С <sub>1</sub> тр	сен.11	26,1/21,2	ортогонально	63,0/77,6	5476	263	5739	8	2,6	7,1	2,95	1,3	9,6
НГДУ «Лениногорскнефть»															
11	37816г	С <sub>2</sub> бш	июн.02	99	ортогонально	11,2	12700	23995	36695	7,6	6,7	7,2	0,2	98,2	7,3
НГДУ «Нурлатнефть»															
12	4974г	С <sub>2</sub> бш	окт.11	272/239,9	субпараллельно	11,4/12,9	10037	3982	14019	9	8,5	7,9	5,8	66,7	7,6
НГДУ «Прикамнефть»															
13	15556гс	С <sub>1</sub> тр	фев.09	79/45,1	ортогонально	25,6/44,9	11995	2018	14013	4,3	6,5	10,8	11,8	14	5,5
14	819г	С <sub>2</sub> бш	авг.00	212/70,2	параллельно	2,2/6,5	6612	6758	13370	3,1	13	2,3	0,76	77,3	6,1
15	2227г	С <sub>1</sub> тр	дек.97	66,6/35,4	2 системы трещ.	10,7/20,1	1069	143	1212	3,3	6,6	3,9	0,6	5	3,5
НГДУ «Ямашнефть»															
16	16116г	С <sub>2</sub> бш	авг.10	1)	ортогонально	5,7/8,4	9476	545	10021	9,7	2,5	3,6	3,9	6,3	2,6
				2) 107/78,5											
17	11801г	С <sub>1</sub> тр	сен.08	1) 148/70	ортогонально	8,8/14,1	15259	865	16124	10,5	3,8	7,6	5,7	12,4	3,4
				2) 127/101											

*\*примечание: время сравнения технологических показателей по скв.№19719з составляет 14 лет 11 месяцев; по скв.№19719г – 16 лет 9 месяцев; по скв.№18326г – 18 лет 5 месяцев; по скв.№№ 25120г,163346гс – 3 года 3 месяца; по скв.№№ 25041мзг – 5 лет 4 месяца; по скв.№ 4489г – 13 лет 3 месяца; по скв.№№4542г,4545г – 13 лет 3 месяца; по скв.№№65926г,8316г – 3года 4 месяца; по скв.№37816г – 11лет 6 месяцев; по скв.№4974г – 3 года 3 месяца; по скв.№15556гс -5 лет 11 месяцев; по скв.№819г – 14 лет 5 месяцев; по скв.№2227г – 1 год 6 месяцев,№16116мзг – 4 года 5 месяцев; по скв.№11801г – 6 лет 4 месяца;*

*ДС – длина ствола; ДК - длина коллектора в общей длине ствола в продуктивной части разреза*

**По залежам 221 и 224 Ромашкинского месторождения** по всем проанализированным СГО траектории условно-горизонтальных частей стволов (УГЧС) проложены в пористо-проницаемой пачке в прикровельной части разреза. Наиболее высокими технологическими показателями характеризуются СГО №№ 25118г, 25120г, пересекающие две системы трещин (*таблица 3*). БГС №163346г, пересекающая границы блокоразделяющих разломов имеет наиболее высокий УГДН. Наименьший УГДН отмечается у СГО №25088г, ориентированной субпараллельно направлению простираения структурного элемента, на котором расположена.

Такая же закономерность выявлена по карбонатным коллекторам турнейского яруса **Бавлинского месторождения**. На Коробковском участке в отложениях турнейского яруса в двух смежных элементах расположены СГО №№ 4854г, 4855г и 4856г, которые приурочены к разным структурным элементам поднятия, контролирующего залежь на рассматриваемом участке (*рисунок 9*).

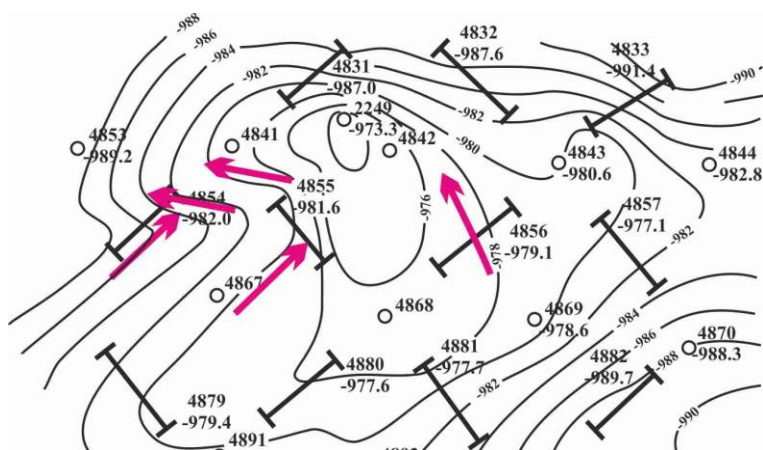


Рисунок 9 – Выкопировка со структурной карты по кровле турнейского яруса Коробковского участка Бавлинского месторождения

Если руководствоваться выводом о соответствии направления трещиноватости простирацию отдельного структурного элемента, то УГЧС СГО № 4854г ориентирована к простирацию западного склона параллельно, а структурного носа – ортогонально и находится в пересечении двух систем трещин и характеризуется наиболее высоким УГДН. Все СГО пробурены в нефтеносном интервале разреза с расстоянием до ВНК 7-10 метров. Параметры их представлены в *таблице 3* и в ней же собраны все данные, необходимые для сравнительного анализа по добычным возможностям СГО, по-разному расположенных относительно трещиноватости. СГО №№ 4855г и 4856г расположены к направлению трещиноватости ортогонально и у них УГДН несколько меньше (*таблица 3*). На Елховском месторождении максимальное УГДН у зарезки второго ствола из скв. № 6592, расположенная ортогонально к направлению простираания структурного элемента, на котором расположена, т.е. западному склону поднятия (*рисунок 10*).

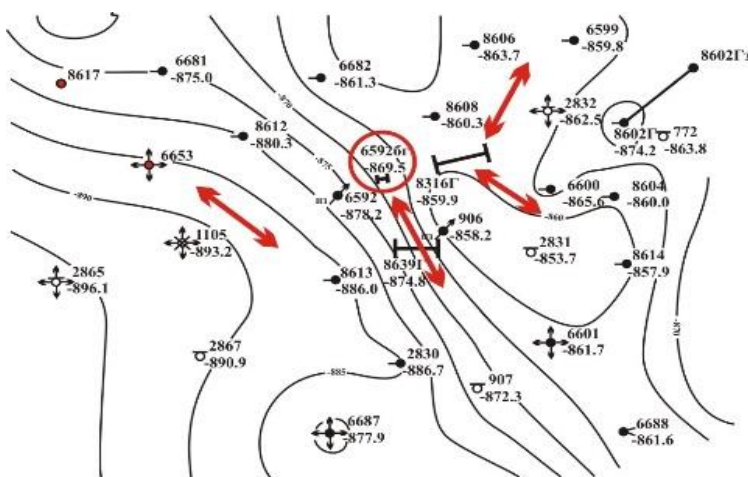


Рисунок 10 – БГС 6592бг: а) структурная карта по отложениям турнейского яруса б) положение траектории в разрезе участка Ново-Елховского месторождения

Таким образом, коэффициент УГДН выше по тем, СГО, которые расположены в зоне пересечения двух систем трещин или ориентированы ортогонально к направлению трещиноватости - направлению простираания структурного элемента. По всем анализируемым участкам залежей в карбонатных коллекторах турнейского яруса, результаты идентичны.

Можно также привести примеры по участкам залежей в вышезалегающем объекте **башкирского яруса**, разрабатываемом с применением ГТ по зависимости добычных

возможностей СГО от ориентации стволов относительно трещиноватости и плотности пород.

СГО № 37816г расположена в центре формирования структурного носа, **ортогонально** к простирацию структурного носа и направлению трещиноватости, определённому НВСП (таблица 3). Направление трещиноватости в отложениях перми и среднего карбона, по 302 – 303 залежам составляют как полную сходимость, так и отклонения в пределах  $40^0$  дирекционного угла. Но по энергии отражённых волн, скважина оказалась в зоне с повышенной плотности вмещающих пород и расчётный УГДН соответственно получился средний.

Самые высокие УГДН принадлежат СГО № 1716г по башкирскому объекту **Контузлинского** и БГС № 6592бг по турнейскому объекту **Елховского месторождения**, которые расположены ортогонально к направлению трещиноватости и простирацию структурных элементов, на которых они расположены.

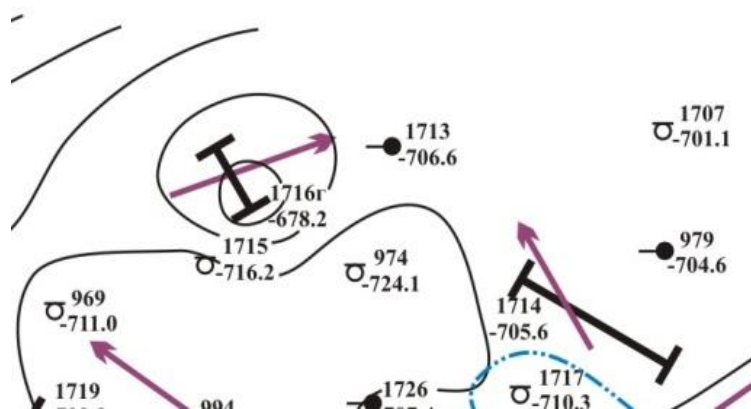


Рисунок 11 – Расположение СГО №№ 1716г и 1714г в плане башкирского объекта Контузлинского месторождения.

Таким образом, выводы, сделанные выше по девонскому и турнейскому объектам, о соответствии направлений трещиноватости направлению простираения конкретного структурного элемента и влиянии ориентации СГО относительно трещиноватости на их добычные возможности, оказались актуальными и для карбонатных коллекторов башкирского яруса среднего карбона.

Важным моментом в повышении эффективности применения ГТ является расположение стволов относительно направления максимальной подвижности флюида (МПФ), максимальной гидропроводности (МГ) – трещиноватости и зон разуплотнения (ЗР) – в карбонатных и терригенных коллекторах, которое влияет не только на дебит скважины, но и на динамику обводнения продукции СГО и, в целом, на коэффициент нефтеизвлечения.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Установлено соответствие между простиранием структурного элемента и направлениями трещиноватости – МПФ и МГ.

2. Выявлена закономерность резкого изменения направления изогипс до ортогонального на участках с пересечением двух и более систем трещин.

3. Установлена зависимость между положением условно-горизонтальной части ствола относительно направления МПФ и МГ-трещиноватости, зон разуплотнения и технологическими показателями работы СГО.

4. Показано, что коэффициент удельной годовой добычи нефти на один метр условно горизонтального участка ствола скважин в адресном объекте, по СГО ориентированным ортогонально к направлениям максимальной подвижности флюида и максимальной гидропроводности - трещиноватости или расположенным в пересечении двух и более систем трещин, или в зонах разуплотнений вмещающих пород, выше.

5. Разработан алгоритм заложения СГО, предусматривающий:

- проведение детализационных исследований НВСП для определения направления МПФ и МГ и зон пониженной плотности вмещающих пород за год до бурения проектного фонда СГО и использования результатов в последующем моделировании адресного объекта;
- прогнозирование направления трещиноватости в адресном объекте от направления МПФ и МГ-трещиноватости в отложениях перми;
- при отсутствии результатов НВСП, прогнозирование направления трещиноватости на участках с СГО соответственно простиранию каждого структурного элемента;
- перераспределение утверждённого проектного фонда СГО ортогонально направлению МПФ и МГ-трещиноватости и зонам разуплотнения вмещающих пород;

6. Разработаны рекомендации по совершенствованию, предусматривающие:

- переориентацию направлений стволов проектного фонда СГО ортогонально МПФ и МГ и к зонам разуплотнения вмещающих пород;
- освоение систем ППД одновременно с освоением добывающего фонда скважин;
- совершенствование систем ППД за счет увеличения объёмов бурения СГО в качестве нагнетательных скважин для избирательного вытеснения по разрезу и увеличения радиуса воздействия на пласт.

7. Оценена возможность повышения продуктивности СГО, за счёт ориентированного размещения проектных СГО, ортогонально к направлениям МПФ и МГ-трещиноватости и в зонах разуплотнения через применение алгоритма.

8. Рекомендовано использование универсального коэффициента удельной годовой добычи нефти на один метр длины УГЧСС для оценки успешности бурения скважин.

9. Три способа разработки месторождений признаны изобретениями и получены патенты.

10. Рекомендации использованы при проектировании скв. №1231Г Ново-Суксинского месторождения (пробуренной в 2015г.), где была изменена траектория ствола. Технологический эффект составил 2,2 тыс. тонн нефти.

## СПИСОК ОПУБЛИКОВАННЫХ РАБОТ

Статьи в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, входящих в перечень ВАК:

1. Совершенствование системы разработки Бондюжского нефтяного месторождения / В.В. Емельянов, И.Г. Газизов, И.В. Волков, В.В. Ахметгареев, Р.Х. Ахмадуллин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 8, – С. 56-58.

2. Перспективы прироста запасов нефти на месторождениях НГДУ «Прикамнефть» за счет возвратных горизонтов в косьвинско-радаевских отложениях / В.В. Емельянов, И.Г. Газизов, А.Д. Салихов, И.Н. Плотникова, Н.В. Пронин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 64-68.

3. Проектирование и бурение многозабойных скважин на Ново-Суксинском месторождении НГДУ «Прикамнефть» / В.В. Емельянов, И.Г. Газизов, Р.Х. Ахмадуллин, А.Д. Курбанов, В.В. Ахметгареев // Георесурсы. – 2015. – № 3(62). – С. 33-35.

4. Емельянов, В.В. Оптимальная ориентация горизонтальной части ствола скважины в зависимости от направления трещиноватости карбонатного коллектора / В.В. Емельянов // Георесурсы. – 2015. – № 3(62). – С. 48-52.

5. Потенциал прироста запасов нефти на юго-востоке Северо-Татарского свода и геохимические критерии выявления таких перспективных зон / С.Б. Остроухов, Ф.Ф. Носова, И.Н. Плотникова, В.В. Емельянов, И.Г. Газизов, А.Д. Салихов, Н.В. Пронин, Г.Т. Салахитдинова, Т. Латипа // Георесурсы. – 2015. – № 3(62). – С.10-16.

6. Емельянов, В.В. Перспективы прироста запасов нефти в РТ за счет открытия возвратных горизонтов в косьвинско-радаевских клиноформах / В.В. Емельянов // Экспозиция Нефть Газ. – 2015. – № 3(42). – С. 28-30.

7. Пат. 2544207 РФ, МПК E21B 43/16 (2006.01). Способ разработки нефтяного пласта многозабойными скважинами / авторы Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Газизов И.Г., Волков И.В., Ахмадуллин Р.Х., Емельянов В.В. (РФ); Заявлено 03.03.2014; Оpubл.: 10.03.2015. Бюл. № 7

8. Пат. 2536891 РФ, МПК E21B 43/20 (2006.01). Способ разработки нефтяной залежи горизонтальными скважинами / авторы Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Газизов И.Г., Волков И.В., Емельянов В.В. (РФ); Заявлено 18.11.2013; Оpubл.: 27.12.2014; Бюл. № 36

9. Пат. 2540720 РФ, МПК E21B 43/16 (2006.01). Способ разработки нефтяного пласта скважинами с горизонтальным окончанием / авторы Хисамов Р.С., Ахметгареев В.В., Газизов И.Г., Волков И.В., Ахмадуллин Р.Х., Гафиятуллин Х.Х., Емельянов В.В. (РФ); Заявлено 10.02.2014; Оpubл.: 10.02.2015. Бюл. № 4

Статьи в сборниках трудов конференций:

10. Емельянов, В.В. Перспективы прироста запасов нефти на месторождениях НГДУ "Прикамнефть", находящихся в завершающей стадии разработки, за счет открытия возвратных горизонтов в елхово-радаевских отложениях / В.В. Емельянов // Материалы IV Международной научно-практической конференции молодых ученых и специ-



алистов памяти академика А.П. Карпинского, 16–20 февраля 2015 г. – Санкт-Петербург, ФГУП «ВСЕГЕИ». – СПб.: Изд-во ВСЕГЕИ, 2015. – 657 с. ISBN 978-5-93761-216-8. – С.327-335.

11. Емельянов, В.В. Выработка остаточных запасов нефти на основе уточнения геологического строения месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки / В.В. Емельянов // Сборник тезисов докладов семинара молодых специалистов секции «Геология, разработка нефтяных и газовых месторождений». – Казань: Изд-во «Ихлас», 2015 – 117 стр. – С.23-24.

12. Емельянов, В.В. Проблемы разработки тяжелых и трудноизвлекаемых нефтей на месторождениях ЦДНГ-3 НГДУ «Прикамнефть» / В.В. Емельянов // Материалы докладов молодежной научно-практической конференции «Проблемы разведки и разработки высоковязких нефтей», посвященной 20-летию Татарского геологоразведочного управления ОАО «Татнефть». – Казань: Изд-во «Ихлас» – 2013. –159 стр. – С.114-117.

13. Емельянов, В.В. Прирост запасов трудноизвлекаемой нефти в отложениях Саргаевского горизонта. Перспективы и пути дальнейшей разработки Доманиковых отложений / В.В. Емельянов // Материалы VIII Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники – 2015» – Уфа, – 2015. – С.99-101.