

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ) ОНД

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Комплексный анализ геологической и промысловой информации для выявления перспективных скважин-кандидатов на проведение геолого-технических мероприятий (на примере Вахского нефтяного месторождения)</b>

УДК 553.982.004(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Пермяков Максим Станиславович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	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
ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	К.Г.-М.Н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		

Томск – 2018 г.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2ТМ61	Пермяков Максим Станиславович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

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

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i></li> <li>2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i></li> <li>3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i></li> </ol>	<p><i>Изучении и применение информации зарубежных и российских публикаций, аналитических материалов, статистических бюллетенях и нормативно-правовых документов.</i></p>
--	--

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i></li> <li>2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i></li> <li>3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i></li> <li>4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i></li> </ol>	<p><i>Выполнение проектного анализа с целью обоснования рентабельности</i></p> <p><i>Определение ожиданий, целей и требований проекта</i></p> <p><i>Перерасчет капитальных и операционных затрат, определение периода окупаемости</i></p> <p><i>Отчисления в налоговый фонд</i></p> <p><i>Доказательство экономического эффекта от предлагаемой методики</i></p>
---	--

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<ol style="list-style-type: none"> <li>1. <i>График проведения и бюджет НТИ</i></li> <li>2. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ</i></li> </ol>	
--	--

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	27.06.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
профессор	Белозеров В.Б.	Д.Г.-М.Н.		27.06.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2ТМ61	Пермяков Максим Станиславович		27.06.2018

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Пермяков Максим Станиславович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Рабочей зоной является месторождение ОАО «Томскнефть» ВНК, а именно фонд скважин</p> <p>При проведении ГРП самые опасные факторы: токсичность жидкости разрыва, высокое давление, пожарная опасность</p> <p>Вред и опасность для бригады и для месторождения может нанести неисправное оборудование, которые приведет к скачкам в напряжении и воспламенению приборов</p> <p>В дополнении к опасностям можно отнести движения автотранспорта, грузовой техники и механизмов производственного оборудования</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	

### Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p>В независимости от характера и условий работ, рабочий персонал обеспечивается средствами индивидуальной защиты, такими как:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Спецодежда, в зависимости от времени года и воздействующих вредных факторов;</li> <li>- Каской. Для защиты от травм головы, которые могут случиться вследствие падения предметов на голову или ударами о конструкции и механизмы;</li> <li>- Защитными очками, защитными перчатками для защиты от металлической стружки, порезов;</li> <li>- Средствами индивидуальной защиты;</li> <li>- Спецобувью;</li> <li>- Поясами для защиты от падения с высоты;</li> </ul>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p>При проведении операции ГРП, на месторождение могут оказываться такие негативные воздействия как:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Нарушение почвенного покрова;</li> <li>- Разлив ГСМ;</li> <li>- Заполнение отходами производства территории;</li> <li>- Воспламенения, из-за неисправного оборудования;</li> </ul>

<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- защита селитебной зоны</li> <li>- анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>- анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>- разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Утилизация отходов/жидкости для гидравлического разрыва в промышленную канализацию; Углеводороды после работ вывозятся и утилизируются; Сооружение земляного вала при неконтролируемом выбросе/фонтанировании; При аварии и ущербе окружающей среде производится рекультивация территории;</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Иметь бригаду для быстрого реагирования на ЧС со спецтехникой; Сообщать начальнику участка о возникновении ЧС или о ее возможности; При возникновении ЧС незамедлительно отключать все автоматические приборы; Принимать всевозможные меры по предотвращению ЧС до прибытия бригады, в случае своевременного обнаружения ЧС; При полной потери связи, запустить сигнализацию</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<p>Ознакомить всех членов бригады с планом проведения мероприятия Обеспечить рабочих необходимыми средствами защиты и инструментом</p>
<b>Перечень графического материала:</b>	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	27.06.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		27.06.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Пермяков Максим Станиславович		27.06.2018

## Результаты обучения

Код результата	Результаты обучения (выпускник должен быть готов)
<b>Общепрофессиональные компетенции</b>	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование

P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Предлагает процедуры анализа и оценки геологических объектов по данным геолого-геофизической изученности и скважинных исследований в целях разработки программы исследований и технологических мероприятий для конкретного типа месторождений углеводородов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов при построении геолого-геофизических моделей; материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

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

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ) ОНД

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2ТМ61	Пермяков М.С.

Тема работы:

Комплексный анализ геологической и промысловой информации для выявления перспективных скважин-кандидатов на проведение геолого-технических мероприятий (на примере Вахского нефтяного месторождения)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.08.2018 №7260/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

	16.08.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объектом исследования является пласты Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> и Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup> Вахского месторождения; Данные к работы является история разработки, история проводимых ГТМ и их результаты, анализ текущего состояния разработки.
---------------------------------	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Разработать методику, учитывающую геологию, текущую выработку запасов и энергетическое состояние пласта, позволяющую выявить из общего фонда скважин зрелого месторождения наиболее перспективные скважины-кандидаты, с точки зрения дополнительной добычи.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Мультимедийная презентация
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Белозеров В.Б.
«Социальная ответственность»	Меркулов В.П.
Общие вопросы и консультации в течение выполнения проекта	Чернова О.С.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Краткий обзор Вахского месторождения (Brief overview of the field Vakhsky)	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	27.06.2018
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н.		27.06.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ТМ61	Пермяков Максим Станиславович		27.06.2018



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 120 с., 20 рис., 24 табл., 7 источников.

Ключевые слова: теория нечетких множеств, геолого-технические мероприятия, гидравлический разрыв пласта, методика подбора, скважина-кандидат, нефть, зрелое месторождение, геологический критерий, технологические параметры.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы магистра являются методы подбора скважин-кандидатов для геолого-технических мероприятий. Расчеты проводились в MS Excel, Eclipse.

Цель работы - разработать методику, учитывающую геологию, текущую выработку запасов и энергетическое состояние пласта, позволяющую выявить из общего фонда скважин зрелого месторождения наиболее перспективные скважины-кандидаты, с точки зрения дополнительной добычи.

В результате исследование методика, разработанная в процессе работы, подтвердила ее правильность и компетентность в вопросах подбора скважин-кандидатов для ГТМ. Необходимо подобрать правильные параметры отбора скважин, в зависимости от геологических и технологических особенностей месторождения.

Область применения: может применяться на зрелых месторождениях Западной Сибири для подбора скважин-кандидатов для ГТМ

Экономическая эффективность работы заключается в том, что при применении методики задействуется меньше специалистов и увеличивается качество подбора скважин-кандидатов для ГТМ, поскольку подбор хороших кандидатов увеличивает добычу, тем самым прибыль для компании.

В будущем планируется проводить дальнейшее исследование для улучшения методики, может быть автоматизация данной методики с помощью машинного обучения.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ

- КИН – коэффициент извлечения нефти
- ГТМ – геолого-техническое мероприятие
- ГРП – гидравлический разрыв пласта
- ВБД – вывод из бездействия
- ОПЗ – обработка призабойной зоны
- ЗБС – забуривание бокового ствола
- ЦНПС – центральная насосная перекачивающая станция
- ГПЗ – Газоперерабатывающий завод
- ЦПС – центральная перекачивающая станция
- ГИС – геофизическое исследование скважины
- ГДИС – гидродинамическое исследование скважины
- ВНК – водонефтяной контакт
- ПО – программное обеспечение
- ТНМ – теория нечетных множеств
- ГК – геологический критерий
- ХФП – характеристика функций принадлежности
- ЕГК – единый геологический критерий
- ТК – технологический критерий
- ФА – факторный анализ
- ОННТ – остаточная нефтенасыщенная толща
- ПОИЗ – подвижные извлекаемые запасы

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	13
1. Краткий обзор вахского месторождения.....	15
1.1 Физико-географическая характеристика .....	15
1.2 Краткая геологическая характеристика .....	16
1.3 Краткая стратиграфическая характеристика разреза.....	18
1.4 Тектоническое строение .....	20
1.5 Нефтегазоносность .....	21
2. Литературный обзор методик подбора кандидатов для ГТМ .....	22
2.1 Геолого-технические мероприятия.....	22
2.2 Обзор статей для подбора скважин-кандидатов для ГТМ .....	25
2.3 Подбор геологических и технологических критериев для мероприятий ГТМ (ВБД, ПП) .....	31
3. Разработка методики и ее применение .....	33
3.1 Построение ХФП .....	33
3.2 Расчет ГК и ЕГК для пластов Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> и Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup> .....	40
3.3 Применение технологического критерия.....	42
3.4 Сопоставление списка кандидатов после применение ГК и ТК с фактическими ГТМ за 2015г.....	43
3.5 Анализ ГТМ скважин, которые совпали со списком кандидатов .....	45
3.5.1 Проверка скважин, которые совпали со списком по факторному анализу .....	49
3.5.2 Построение зависимости Q <sub>пгтм</sub> =f (ЕГК) .....	51
3.6 Анализ разработки по карте ОННТ и работе скважин окружения .....	54
3.7 Оценка кандидатов и их стартовых запусков с моделью .....	59
3.7.1 Проверки скважин-кандидатов для ГТМ на модели.....	61
4 Ресурсоэффективность и финансовый менеджмент .....	64
4.1 Расчёт экономической эффективности .....	64
5. Социальная ответственность.....	69
5.1 Анализ опасных и вредных факторов в рабочей зоне и мероприятия по их устранению .....	70

5.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению .....	75
5.3 Экологическая безопасность.....	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	88
Приложение а.....	89
Приложения б .....	97

## ВВЕДЕНИЕ

При разработке месторождений с течением времени начинается стремительно падения темпов добычи, недоизвлечение запасов, рост обводненности. Бурение новых скважин – очень трудоемкое и дорогостоящее мероприятия чтобы увеличить прирост в добычи, особенно зрелого месторождения, поэтому все компании используют методы интенсификации добычи нефти. Самый распространённый из них геолого-технические мероприятия (ГТМ), они позволяют стабилизировать уровень добычи и повысить эффективность разработки на поздних стадиях жизни месторождения.

ГТМ – это совокупность мер геологического, технологического и экономического характера, направленные на достижения максимально уровня добычи, реализацию проектных решений и получения дополнительной добычи и тем самым прибыли. Следовательно, процесс подбора хороших скважин-кандидатов, особенно на поздних стадиях зрелого месторождения, является очень актуальным вопросом. Для увеличения успешности и эффективности ГТМ требуется проводить комплексный анализ:

- Эффективности выполненных ГТМ
- Подвижных остаточных запасов нефти
- Технических режимов работы скважин
- Текущего состояния разработки

Первостепенной задачей является увеличить эффективность и оптимизировать процесс подбора скважин-кандидатов с помощью современных методах и новых подходов к подбору кандидатов.

Цель работы - разработать методику, учитывающую геологию, текущую выработку запасов и энергетическое состояние пласта, позволяющую выявить из общего фонда скважин зрелого месторождения наиболее перспективные скважины-кандидаты, с точки зрения дополнительной добычи.

Созданная методика должна позволить:

1) Уменьшить количество неуспешных ГТМ, путем увеличения качества подбираемых скважин-кандидатов за счет нового подхода к оценке скважины с геологической и технологической точки зрения.

2) Уменьшить трудозатраты, путем упрощения методики и уменьшения времени, затрачиваемого на рассмотрение кандидатов и задействованию минимального количества специалистов

## **1. Краткий обзор Вахского месторождения**

Вахское нефтяное месторождение было открыто в 1965 г. и введено в промышленную эксплуатацию в 1976 г. В северной части месторождения расположен вахтовый поселок Вах. Месторождение разрабатывается УДНГ ОАО «Томскнефть» ВНК.

### **1.1 Физико-географическая характеристика**

Вахское месторождение территориально расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, в Нижневартовском районе Тюменской области в 110 км от города Нижневартовска и в 70 км от города Стрежевой. Основную часть месторождение характеризуется ровным рельефом и большой заболоченностью. Около 70% территории занимают болота, а поймы рек в изобилии имеют протоки, озера и старицы.

От промышленного центра – города Томска до города Стрежевого расстояние составляет 931 км. Границы Вахского лицензионного участка проведены согласно лицензии на недропользования. Лицензионный участок расположен в среднем течении рек Трайгородская и реки Вах и его площадь составляет около 770 км<sup>2</sup>. Нефть с Вахского месторождения течет по трубопроводу до Советское месторождение на центральную насоса-перекачивающую станцию (ЦНПС) откуда поступает в магистральный трубопровод Нижневартовск – Анжеро-Судженск. Газ, освободившийся из нефти при разработке, компрессируется и подается по газопроводу потребителям в г. Стрежевой и на Нижневартовский газоперерабатывающий завод (ГПЗ).

В районе континентальный климат, сопровождается суровой сибирской продолжительной зимой и очень коротким жарким летом, снежный покров устойчивый на протяжении девяти месяцев. Самый жаркий месяц – июль и средняя температура его составляет +17.5<sup>0</sup>С, а наиболее холодный месяц –

январь и его средняя температура составляет  $-21.5^{\circ}\text{C}$ . С декабря по февраль длится самая суровая часть зимы и ее абсолютный минимум составляет  $-51^{\circ}\text{C}$ , а абсолютный максимум соответственно зарегистрирован в самый жаркий месяц – июль и составляет  $+30^{\circ}\text{C}$ . Безморозный период длится в среднем около 110 дней. Осадки распределяются неравномерно и зависят от метеоусловий и особенно рельефа. Среднегодовой уровень выпадения осадков составляет 500 мм. 60% осадков выпадает летом (с мая по сентябрь), а остальные 40% зимой (с ноября по март). Главные водные объекты представлены речной сетью крупных рек р. Вах (правобережный приток р. Обь), р. Ратьканьёган, р. Ершовая Речка (правобережные притоки р. Вах) а также ручьи у которых нет названий и малые левобережные притоки Большой и Малый Урей, р. Трайгородская, Никулинский Пасил и др. На центральную перекачивающую станцию (ЦПС), кустовые площадки и переходы трубопроводов идет очень большая техногенная нагрузка так как в протоку впадают ручьи.

Характер водотоков и водного режима рассматриваемой территории можно отнести к рекам с весенне-летним паводкам и половодьям в теплое время года. Вахский лицензионный участок по почвенно-географическому районированию относят к среднетаежной подзоне подзолистых и болотных почв. На рассматриваемой территории свойственен равнинный рельеф (меленькие амплитуды высот, неглубокие урезы речных долин).

## **1.2 Краткая геологическая характеристика**

Геологический разрез на Вахском месторождении представлен терригенными отложениями мезо-кайнозойского чехла, которые залегают несогласно на размывтой поверхности доюрского складчатого фундамента. На территории лицензионного участка выделяют участки Вахской площади и Кошильской, геологические разрезы этих участков совпадают, и граница между ними проведена условно на основании тектонических нарушений. Промышленная нефтеносность относится к отложениям юрского и



палеозойского возрастов. В данной работе будут рассмотрена только часть пластов, а именно пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> васюганской свиты верхней юры.

**Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>** в пределах Вахской площади распространён 7 нефтяными залежами пластово-сводового типа, литологически и/или тектонически экранированными. Размеры залежей изменяются от 1,1 x 1,2 км до 8 x 17,3 км, а высота от 2 до 5 метров.

**Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>** в пределах Вахской площади распространён 8 нефтяными залежами пластово-сводового типа, литологически и/или тектонически экранированными. Размеры залежей изменяются от 0,2-0,7 x 0,3 км, а высота от 30 до 126 метров. Поскольку пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> имеет очень маленькое площадное распространения на Вахской площади, то пласты Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> объединяют в один объект разработки. На Рисунке 1.1. изображено как распространены залежи в пределах Вахской площади.

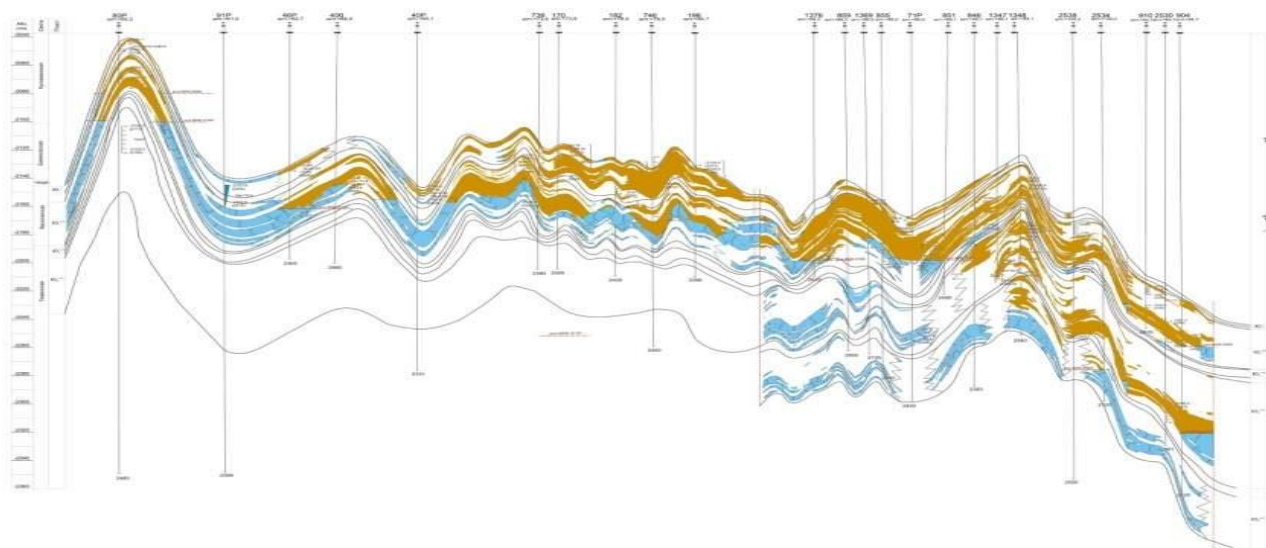


Рисунок 1.1 – Залежи Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> верхнеюрской группы на Вахской площади

Нефть пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> Вахской площади согласно классификации легкая, малосернистая, маловязкая, смолистая, парафинистая с высоким выходом светлой фракции. Растворенный газ можно охарактеризовать следующими параметрами: газосодержание 84 м<sup>3</sup>/т, плотность газа при ступенчатой сепарации нефти 1,093 кг/ м<sup>3</sup> содержания метана 63,62%.

### **1.3 Краткая стратиграфическая характеристика разреза**

В 1990-ых гг. в течении работы по доразведки крупных зон нефтегазонакопления, основываясь на комплексировании геолого-геофизической информации на площади Вахского нефтяного месторождения получены новые данные по геологическому строению палеозойских, юрских и меловых отложений. Будут рассмотрена только часть стратиграфического разреза, связанная непосредственно с пластами Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> и нефтегазоносностью.

**Мезозойская группа**

**Юрская система**

**Средний + Верхний отдел**

**Васюганская свита**

В пределах Васюганской свиты выделяется нижневасюганская подсвита, межугольная, подугольная и надугольная толщи.

Нижневасюганская подсвита представлена серыми однородными, от бурого до черного аргиллитами. Отложения пирита и сидерита, которые присутствуют в ней свидетельствует о застойных частично, скорее лагунных условиях ее осаждения. Толщина изменяется от 2 до 24 метров. Подугольная толща перекрывается угольным пластом, а подстилается глинами нижневасюганской подсвиты. Подугольная толща разделяется на две пачки, по особенностям выдержанности отдельных литологических единиц: нижнюю, песчаную выделяемую в пласт Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, верхнюю песчано-глинистую которая соотносима с пластом Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>. Разделения между этими пачками в основном происходит либо угольными пропластками, либо прослоями карбонатизированных песчаников малой мощности. Глины, которые осаждались на мелководье нижневасюганской подсвиты в подошве, и прибрежно-континентальные угли в кровле свидетельствуют о регрессивном цикле ее строения. Нижняя пачка толщи, по данным геофизики имеет неоднородную структуру. Неоднородность проявляется как

гранулометрическая, так и отмечается широкое распространение прослоев карбонизированного песчаника. Верхняя часть пласта, литологически представлена средне-мелко зернистым буровато-серым однородным песчаником с конкрециями пирита. Присутствие средне- мелкозернистой фракции свидетельствует о плохой сортировке песчаного материала. Порода имеет горизонтально-слоистые текстуры, волнистые, четко выраженные глинистыми или углисто-глинистым материалом, в основном сидеритом. Толщина васюганской свиты может изменяться по площади от 50 до 100 метров.

#### **Верхний отдел**

##### **Георгиевская свита**

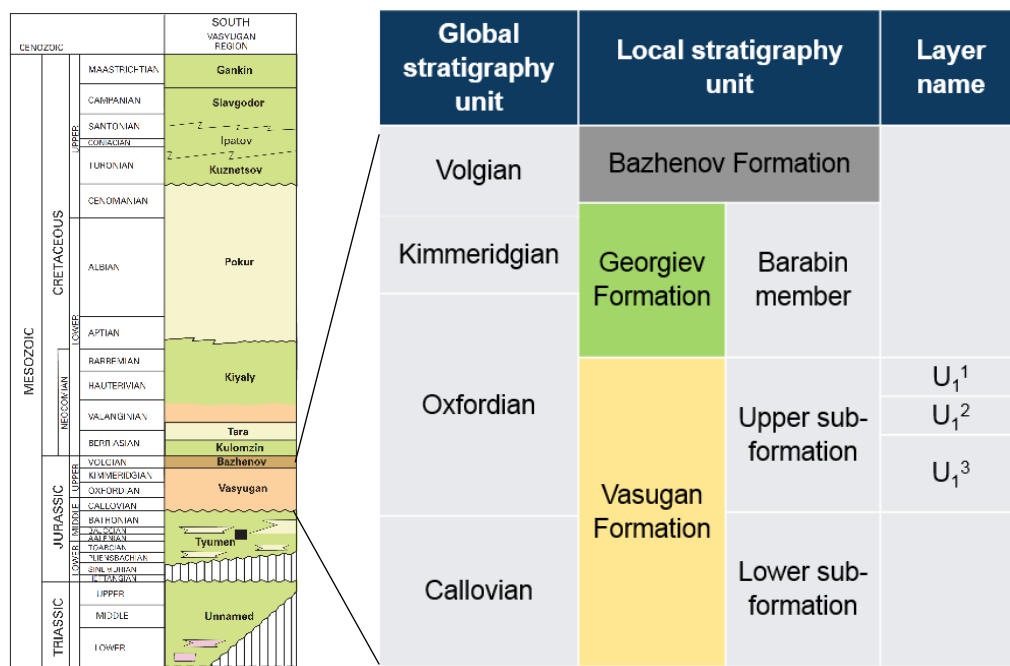
Представлена темно-серыми, черно-бурыми и черными аргиллитами подонными глинами с плитчатой структурой, накапливалась в морских условиях. Наблюдается примеси песчано-алевритистого материала пирита и глауконита. Максимальная толщина свиты может достигать 8 метров.

#### **Верхний отдел**

##### **Баженовская свита**

Завершающий этап осадконакопления юрских отложений приходится на глинистые породы баженовской свиты, представленные глубоководными темно серыми аргиллитами с коричневым оттенком. Толщина отложений не превышает 30 метров. Баженовская свита является основной нефтематеринской породой на территории Западной Сибири.

На Рисунке 1.2. представлена стратиграфическая секция из разреза в пределах пород коллекторов.



**EXPLANATION**

- Mainly sandstones
- Volcanic rocks
- Sandstones and shales
- Lacuna
- Mainly shales
- Unconformity
- Organic-rich siliceous
- Coal

Рисунок 1.2 – Стратиграфический разрез коллекторов

### 1.4 Тектоническое строение

Группа структур (Вахская, Южно-Вахская, Восточно-Вахская, Северо-Вахская) связана с Вахским месторождением, объединённые в крупную брахиантиклинальную складку, имеющую неправильную форму и расположенную в северной части Криволуцкого вала, которая осложняет часть Александровского мегавала. По отражающему горизонту Па наиболее высокое положение занимает Вахская структура, представленная брахиантиклинальной складкой субмеридиального простирания. Размеры составляют 22 x 15 км, амплитуда 60 метров. Крыльевые части симметричны и ближе к центральной структуре могут быть осложнены носами и погружениями. Ось Вахской

структуры погружается плавно в направлении севера, а в южном слабо ундулирует.

## 1.5 Нефтегазоносность

В пределах Александровского мегавала, промышленная нефтеносность Вахского месторождения, как говорилось выше, приурочена к отложениям палеозойского, юрского и мелового возрастов. В данной работе будут задействованы только юрские отложения, в частности, пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> в которых была установлена нефтеносность.

Залежи нефти пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> найдены на всех структурах Вахской площади и занимают приподнятую зону. Промышленная нефтеносность, доказанная результатами ГИС и ГДИС, на большей части месторождения, говорит о том что пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> развит хорошо и его средняя эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 12,4 метра по месторождению. Наибольшая величина 24,5 метра распространена в северной части месторождения. Также в северной части пласт имеет замещения непроницаемыми породами. ВНК в абсолютных отметках принят 2168 – 2201 – 2207 – 2216 метров. Пластовая, сводовая залежь, литологически ограниченная. Размеры 6,8 x 7,5 км.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> имеет сложное морфологическое по разрезу строение, и по площади распределен равномерно (относительно равномерно). На глубине 2193-2323 метров вскрыт. Представлен чередованием алеврито-песчаных простоев с карбонизированными и глинистыми пропластками. Эффективные нефтенасыщенные толщины разнятся в пределах от 1 до 21,4 метров. Залежь пластовая, сводовая частично литологически ограниченная.

## **2. Литературный обзор методик подбора кандидатов для ГТМ**

Основной задачей на нефтяных месторождениях является достижения максимального КИН (коэффициента извлечения нефти). Хорошо известно, что существует 4 стадии разработки месторождения: 1- стадия интенсивного освоения месторождения (разбуривание, рост добычи), 2 – стадия максимального уровня добычи (стабилизация добычи), 3 – стадия падения добычи (падения добычи) и 4 – стадия завершения разработки (экономический предел добычи). Чтобы коэффициент извлечения был достигнут, план разработки часто оптимизируется в течении эксплуатации пластов. Начиная с 3-ей стадии (а иногда и со 2-ой) необходимо начинать выполнять геолого-технические мероприятия (ГТМ), которые являются главным инструментом увеличения эффективности разработки на поздних стадиях.

### **2.1 Геолого-технические мероприятия**

**Геолого-технические мероприятия (ГТМ)** – это работы которые проводятся на скважинах для оптимизации и регулирования добычи нефти или газа в течение поздних стадий разработки месторождения с целью поддержать необходимые уровни добычи. При помощи ГТМ нефтяные компании обеспечивают достижения необходимых показателей разработки, прописанных в проектных документах. Геолого-технические мероприятия имеют отличие от других мероприятий, которые проводятся на скважинах, в результате ГТМ предприятие обеспечивает прирост к добыче нефти. Так, чем больше мероприятий проводится и чем качественней выполнены они, тем больше будет прирост дополнительной добычи нефти и соответственно больше прибыли получит компания.

К основным геолого-технически мероприятиям можно отнести следующие:

- гидравлический разрыв пласта (ГРП)

- обработка призабойной зоны (ОПЗ)
- перевод и/или приобщение пластов (ПП)
- забурка боковых стволов (ЗБС)
- ремонтные изоляционные работы (РИР)
- вывод из бездействия (ВБД)
- реперфорация

В данной работе из геолого-технических мероприятий как основным объектом применения будут рассматриваться 3 вида: ГРП, ВБД и ПП.

### **Гидравлический разрыв пласта (ГРП)**

Целью ГРП является увеличение проницаемости в призабойной зоне пласта (ПЗП) путем создания трещин (искусственных или расширения естественных трещин породы). Создание трещины достигается путем закачивания в пласт вязкой жидкости под большим давлением (больше, чем давления разрыва породы) и закреплением трещины проппантом (зернистый материал) которых транспортируется в трещину с жидкостью разрыва. Трещина закрепляется проппантом после снятия избыточного давления и остается открытой и тем самым увеличивает проницаемость в близи скважины.

### **Вывод из бездействия/ликвидации (ВБД)**

В течение разработки из действующего фонда некоторые скважины переходят в бездействующий по разным причинам, вот некоторые из них:

- Высокая обводненность (в основном больше 98%)
- Авария (разгерметизация или утечки)
- Неэффективность в связи влияния другой скважины
- Выработка запасов и т.д.4
- Нерентабельность (например, при определенной стоимости нефти)

И, следовательно, к 3-ей или 4-ой стадии количество скважин в бездействующем фонде может достигать до 50% от всех скважин на

месторождении и из этого огромного числа скважин часто можно найти хорошие чтобы снова запустить их в работу без особых усилий и получать нефть.

### **Перевод и/или приобщение пластов (ПП)**

Месторождения состоят из совокупности нефтяных и/или пластов газовых пластов, распространенных по площади, а также и по глубине. Обычно, месторождения начинают разрабатывать с нижних продуктивных пластов (так принято потому, что легче контролировать разработку последующих вышележащих) лучше обводнить нижний пласт, чем верхний. Как только пласт истощается его ликвидируют и переходят на вышележащий горизонт или вышележащие горизонты приобщают к разработке, если пропускная способность скважины позволяют, и разрабатывают пласты совместно.

В данной работе рассматривается два пласта  $Ю_1^1$  и  $Ю_1^{2+3}$  Вахского месторождения которые уже находятся на 3 стадии разработки и у них из всего фонда скважин, которых около 1400 можно выделить две группы скважин:

- 1) группа скважин, которые находятся в бездействии
- 2) группу скважин, которые все время работали только на один пласт и не перфорировались на другой.

Следовательно, у нас есть две группы потенциальных кандидатов для ВБД и для ПП на каждом пласте. В Таблице 2.1. представлено количество скважин по группам и по пластам. Учитывая геологические особенности и низкую проницаемость на данных объектах эти мероприятия, будут выполняться в совокупности с гидравлическим разрывом пласта.



Таблица 2.1 – Количество скважин по группам ВБД и ПП

ГТМ	Пласт		
	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> + Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>
Скважин для ВБД с ГРП	372	267	639
Скважин для ПП с ГРП	495	390	885

Таким образом, есть чуть больше 1500 скважин кандидатов для ГТМ, которые могут дать дополнительную нефть. Следует отметить, что некоторые скважины из этих списком пересекаются, т.е. одна скважина может быть и в списке для ВБД и ПП одновременно, поэтому так много кандидатов. Такие скважины будут рассмотрены далее и убраны из одного списка в пользу другого.

Но чтобы отобрать из этого списка реальных кандидатов, которые способны обеспечить прирост нефти необходимо потратить очень много времени и сил рабочих.

Поэтому и встает задача разработать методику, учитывающую геологию, текущую выработку запасов, энергетическое состояние пласта, позволяющую выявить из общего фонда скважин зрелого месторождения наиболее перспективные с точки зрения дополнительной добычи скважины - кандидаты для ГТМ (ВБД с ГРП и ПП с ГРП) и далее будут рассмотрены несколько статей для подбора скважин кандидатов для геолого-технических мероприятий.

## 2.2 Обзор статей для подбора скважин-кандидатов для ГТМ

Методики и алгоритмы для планирования и эффективного подбора кандидатов для ГТМ, оценка и выбор необходимых параметров, а также разработка автоматических систем принятия решения были рассмотрены такими авторами как: А.А. Колтун (2005); А.В. Тимонов (2010); Д.Е. Перминов,

С.В. Валеев (2013); В. Mehrgini, Н. Memarian, А. Fotouhi, М. Mogmainan (2014); А.В. Кашапов (2015); А.Е. Алтунин, А.О. Гордеев, Ю.В. Земцов, П.В. Зимин, М.В. Семухин (2016).

В статье Тимонова А.В. [1] проблема неэффективности комплексного подхода для анализа коэффициента продуктивности эксплуатации месторождения при помощи ГТМ была рассмотрена. Были рассмотрены главные методы эффективного анализа и ранжирования месторождения по зонам с хорошей продуктивностью с точки зрения добычи. Также были рассмотрены методы максимальной экономической и технологической эффективности ГТМ. В данной работе разработали систему оптимизации эксплуатации пластов. В основу это системы сходит комплексный подход к планированию ГТМ и анализу разработки.

В статье Колтуна А.А. [2] главной проблемой при планировании геолого-технических мероприятий является полное отсутствие конкретного алгоритма для оценки эффективности предлагаемых ГТМ. Для решения данной проблемы было предложено разработать программное обеспечение (ПО) для точной и эффективной оценки прогнозируемых ГТМ. Решением данной проблемы стало математическое программирование, которая решает задачу выбора множеств ГТМ из альтернативного списка на определенный плановый период при экономических и производственных ограничениях.

В работе Behzad Mehrgini, Hossein Memarian и других авторов [3] рассматривалось влияние различных параметров с точки зрения эффекта позитивного или негативного на гидравлический разрыв пласта с помощью математических процессов нормализации.

Было рассмотрено 14 параметров и в конце работы каждому параметру был определен свой вес из 100% который показывал степень влияния на успешность операций ГРП. Самый влияющим оказалась продуктивность (13,9%), наименьше влияющем оказалась обводненность (1.4%). Но самый главный вывод, который авторы сделали по итогу работы оказался, что самое

большое влияние на достижение плановых параметров и достижения максимального эффекта от ГРП, является правильный подбор кандидата.

В статье Алтунин А.Е., Гордеев А.О и др. [4] рассматривалась разработка алгоритмов автоматизированного подбора ГТМ и критериев ранжирования на основе нечеткой логики. В работе авторы, изучив некоторые источники технической литературы сделали вывод что наиболее эффективно подбирать кандидатов для ГТМ исходя из геологического и технологического критерия. Эти критерии подбираются под каждое месторождения/пласт индивидуально исходя из опыта разработки данного объекта. Далее идет применение теории нечеткой логики, суть которой размазать границы от принадлежит или не принадлежит определенному множеству, до степени принадлежности тому или иному множеству с помощью функции принадлежности, например от 0 до 1. Таким образом, критерий, который представлен определенной функцией принадлежности, показывает какую степень предпочтительности значений выбранного параметра для успешного выполнения определенного вида ГТМ. Технологический критерий и геологический объединяются в комплексный и уже комплексный критерий дает общую оценку скважине, хороший это кандидат или нет.

По итогу работы к данному комплексному критерию и их степени принадлежности к выбранному виду ГТМ, накладывается экономические показатели эффективности и разрабатывается алгоритм выбора ГТМ на добывающих скважинах и разработан программный модуль автоматизированного выбора ГТМ.

В статье Перминова Д.Е. и Валеева С.В., [5] специалистов ООО «РН-Юганскнефтегаз», основным методом, предложенным для эффективного подбор кандидатов, был кластерный анализ на основе методов нечеткой логики.

Кластерный анализ разработан для разбиения совокупности объектов, в данной случае фонда скважин, на однородные группы, именуемые кластеры, так чтобы различия между объектами внутри группы были минимальны, а различия между группами – максимальны. В этой работе испытываемая группа

скважин разбивается на кластеры, и для каждого кластера был разработан особенный алгоритм подбора ГТМ. Такие действия позволяют значительно ускорить и упростить работу специалисту геологической службы. При помощи этой методики подбора скважин-кандидатов можно будет полностью исключить неуспешные ГТМ, тем самым оптимизировать эффективность проведения мероприятий.

В качестве метода для кластеризации выбран был метод k-средних, наиболее известный. Критериями являются числовые значения выбранных геологических параметров скважины. Однако существует целый ряд ограничений, который не позволяет полноценно применить кластерный анализ для обработки данных. Самое большое ограничение – высокая вероятность погрешности в исходных данных, а анализ максимального дебита нефти от геологического параметра показал отсутствие прямой зависимости.

Однако для целей работы метод кластеризации не совсем подойдет, поскольку имеет такие ограничения как:

- Более хорошо работает для работающих скважин (в основном рассматриваем бездействующие скважины)
- Необходимо высокий уровень качества измерения параметров (есть скважины которые бездействуют с 1990-ых)
- Также необходимо рассчитывать геологический критерий (ТНМ)

В статье Кашапова А.В. [6] был использован метод нечетких множеств, который позволяет обработать большой объем данных, когда много неточностей и данные не до конца полны. Алгоритм с помощью которого применялось ТНМ показан на Рисунке 2.1.

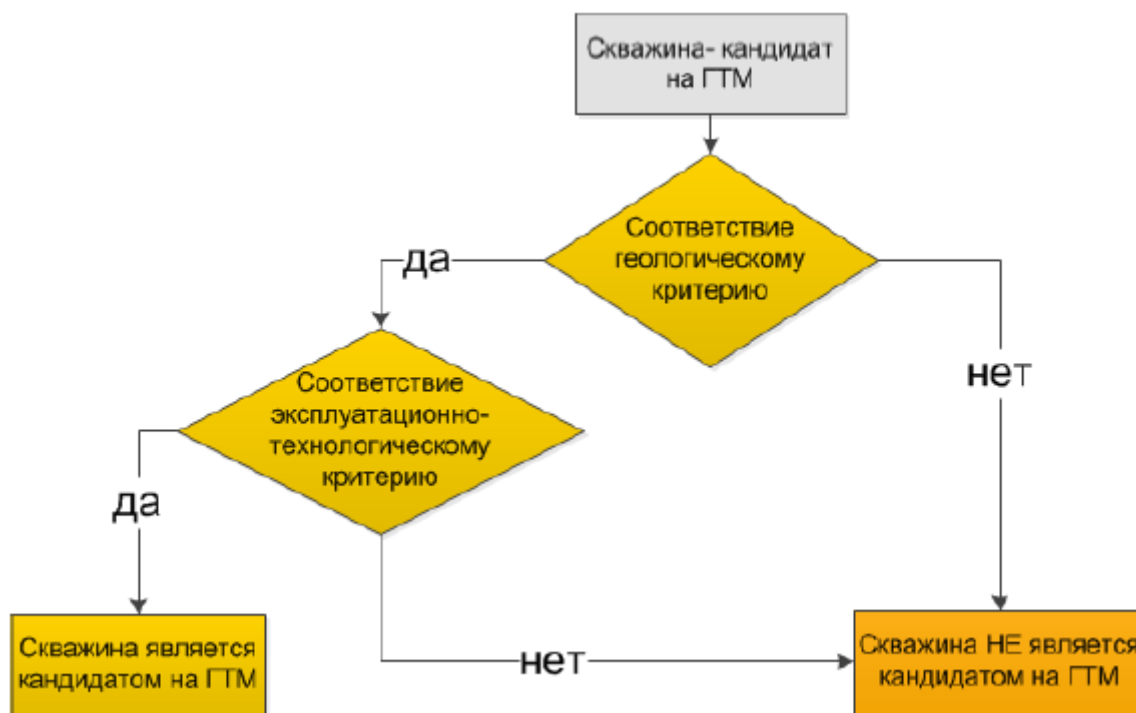


Рисунок 2.1 – Блок-схема для подбора скважин-кандидатов для ГТМ

Согласно данному алгоритму, для того чтобы подобрать скважины-кандидаты на геолого-технические мероприятия нужно чтобы скважина соответствовала геологическому критерию и технологическому критерию. Для определения геологического критерия была использована теория нечетких множеств (ТНМ). По сравнению с классической теорией множеств, в которой используется бинарная система оценки (принадлежит или не принадлежит), в ТНМ непрерывная оценка степени принадлежности параметра, она описывается функцией принадлежности  $\mu(x)$  (ФП) и изменяется постепенно. ФП расставляет соответствие каждому элементу  $x \in X$  число  $\mu_A(x)$  из интервала  $(0;1)$ .

С помощью ТНМ можно обработать большой объём данных и ранжировать скважины. Для начала формируется геологический критерий (ГК), который состоит из основных геологических параметров пласта. Это свойство влияет на успешность скважины с геологической точки зрения, так как степень успешности скважины подтверждается сочетанием нескольких таких

параметров. В данной работе было сделано допущение что влияние одного или другого геологического параметра на перспективность скважины в равной степени. Следовательно, можно записать Формулу (1) На Рисунке 2.2. показан алгоритм получения ГК.

$$EGK = \prod_{i=1}^n \mu_{ij}(x) \quad (1)$$

где:

EGK – единый геологический критерий;

$\mu_{ij}$  – значение функции принадлежности

n – количество критериев.



Рисунок 2.2 – Алгоритм получения ГК

Заключительным шагом было построение вариационной кривой для большого количества данных. Так как вариационная кривая имеет много уникальных значений – это не позволяет правильно проинтерпретировать результаты. Следовательно, было сделано округления данных.

Таким образом, были рассмотрены несколько статей, в которых были приведены разные методики и способы оптимизация подбора скважин-кандидатов для геолого-технических мероприятий. Изучив вышеперечисленные работы было принято решение взять за основу статью

Кашапова А.В. о применении ТНМ, так как она является наиболее эффективной для целей, преследуемых в данной работе.

Однако, чтобы получить более эффективные результаты от применения, необходимо поменять некоторые параметры и добавить технологический критерий, который отсеивает по технологическим параметрам плохих кандидатов для нашего месторождения

### **2.3 Подбор геологических и технологических критериев для мероприятий ГТМ (ВБД, ПП)**

Основываясь на изучении статей и целях моей работы, для геолого-технических мероприятий таких как вывод скважины из бездействия (ВБД) и перевод и/или приобщение пластов (ПП) с гидравлическим разрывом пласта были выбраны геологические параметры для построения характеристики функции принадлежности (ХФП) от накопленного отбора нефти, и технологические параметры, которые помогут отсеять плохие скважины по технологически-эксплуатационному состоянию и максимально увеличить эффективность и оптимизировать подбор скважин-кандидатов. Поскольку пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> имеют схожее литологическое строение и разрабатываются вместе параметры для геологических параметров будут одинаковыми, различие будут только в технологических для мероприятий ВБД и ПП.

Геологические параметры:

- пористость;
- начальная нефтенасыщенность;
- эффективная толщина коллектор;
- песчанистость.

Данные геологические параметры выбраны, поскольку именно эти параметры отвечают за начальные запасы и их экономическую эффективность.

Технологические параметры:

- обводненность последняя (для ВБД);
- пластовое давление (для ВБД и ПП);
- скважины без ГРП (для ВБД);
- работа окружения скважины (для ВБД и ПП);
- энергетическое состояние пласта около скважины (для ВБД и ПП);
- остаточные запасы в пределах дренирования 250 м. (для ВБД и ПП).

Данные технологические параметры были выбраны, из опыта проводимых ГТМ (в особенности ГРП), а также учитывая анализ разработки месторождения.



### 3. Разработка методики и ее применение

В этой главе будет показан процесс создания методики комплексного подбора скважин-кандидатов для ГТМ, с учетом геологической и промысловой информации, применение созданной методики на данных с месторождения для подбора кандидатов для ВБД с ГРП и ПП с ГРП.

#### 3.1 Построение ХФП

Выбор метода и алгоритма подбора скважин-кандидатов – является первым этапом создание методики. Согласно сделанному обзору литературы, было принято решения выбрать метод, основанный на теории нечетких множеств (ТНМ), реализация которого будет осуществлена в программе MS Excel.

Для проверки эффективности методики на первоначальном этапе были выгружены данные по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>, взятые за период 2015 года, в целях создания и применения методики отбора скважин-кандидатов и дальнейшего сравнения списка выбранных кандидатов с реальными ГТМ, проведенными на выбранные объекты. Были выгружены такие данные как:

- номер скважины;
- состояние\*;
- характер работы\*;
- параметры (*пористость, начальная нефтенасыщенность, эффективная толщина и песчанистость*);
- накопленный отбор нефти с объекта (за всю истории работы скважин);
- обводненность;
- объект работы (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> или Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>).

\*Пункт «состояние» подразумевает под собой состояние скважины, в котором она сейчас находится, а «характер работы» представляет собой тип скважины и какой процесс она выполняет. Таким образом «состояние» это скважина: 1) в бездействии; 2) в работе; 3) в консервации; 4) в ликвидации; 5) ожидание ликвидации; 6) остановленная (<1 месяца); 7) пьезометрическая.

\*Характер работы: 1) нефтяные; 2) нагнетательные; 3) транзитные (которые не работали не этот пласт).

Для построения характеристики функции принадлежности (ХФП) было необходимо выбрать определенный список скважин, по которым зависимости будут отображать корректные показатели. Таким списком являются скважины, которые уже отобрали все запасы вокруг себя и смогут показать, есть ли реальная зависимость, например, пористости от накопленной добычи нефти. Таким образом, для каждого пласта было необходимо отсортировать данные, выгруженные для построения зависимостей. Далее было необходимо применить фильтр №1, который отсеивает скважины по следующим критериям:

- состояние – все скважины;
- характер работы - все скважины (исключая транзитные или на 2 пласта)
- обводненность – больше 95% (принято, как допущения что скважина с 95% обводненности почти или выработала свои запасы)
- эффективная мощность коллектора – равна или меньше 30 метров (принято для исключения горизонтальных стволов, для лучшей корреляции, только вертикальные скважины)
- объект работы – либо  $Ю_1^1$  либо  $Ю_1^{2+3}$  (для каждого пласта своя корреляция)
- накопленный отбор нефти – больше 5 тысяч тон нефти (для исключения аварийных или плохо пробуренных и запущенных скважин)

После применения фильтра №1 для построения ХФП по пласту  $Ю_1^1$  осталось 100 скважин из 1435, а по пласту  $Ю_1^{2+3}$  осталось 47 скважин из 1397.

Тем самым были отсеяны скважины, которые внесли бы больше погрешности в нахождения зависимости.

Теперь взяв 100 скважин по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и 47 скважин по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> необходимо построить ХФП параметров (пористости, начальной нефтенасыщенности, эффективной толщина и песчанности) от накопленного отбора нефти по формуле (2.)

$$Q_{\text{нак нефти}} = f(\varnothing; S_o; H_{\text{эф}}; N/G) \quad (2)$$

где:

$\varnothing$  – пористость, д.е.;

$S_o$  – начальная нефтенасыщенность, д.е.;

$H_{\text{эф}}$  – эффективная мощность коллектора, м;

$N/G$  – коэффициент песчанности, д.е.

Однако, чтобы зависимости были более корректными, как говорилось в статье, много уникальных значений, которые внесут неточность и не сможем увидеть зависимости, если она есть, поэтому необходимо округлить значения параметров и усреднить накопленный отбор нефти по этим округленные значениям. Только после этого действия зависимости должны получиться корректными, и будут видны, если они есть. По каждому пласту были построены 4 зависимости и получены уравнения по этим зависимостям. По пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> графики зависимости и уравнения представлены на Рисунках 3.1-3.4, по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> графики зависимости и уравнения представлены на Рисунках 3.5-3.8.

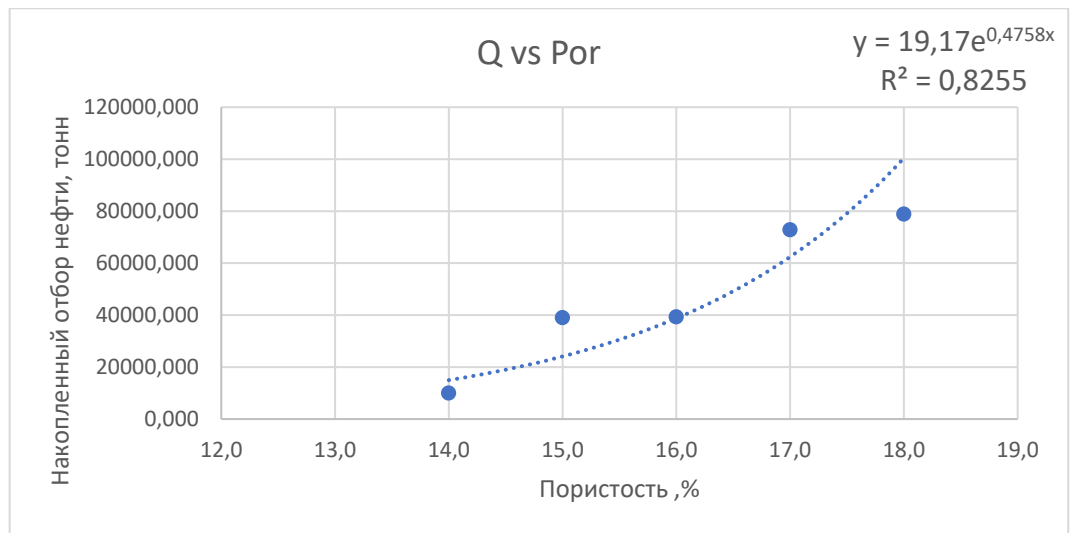


Рисунок 3.1 – График зависимости накопленного отбора нефти от пористости

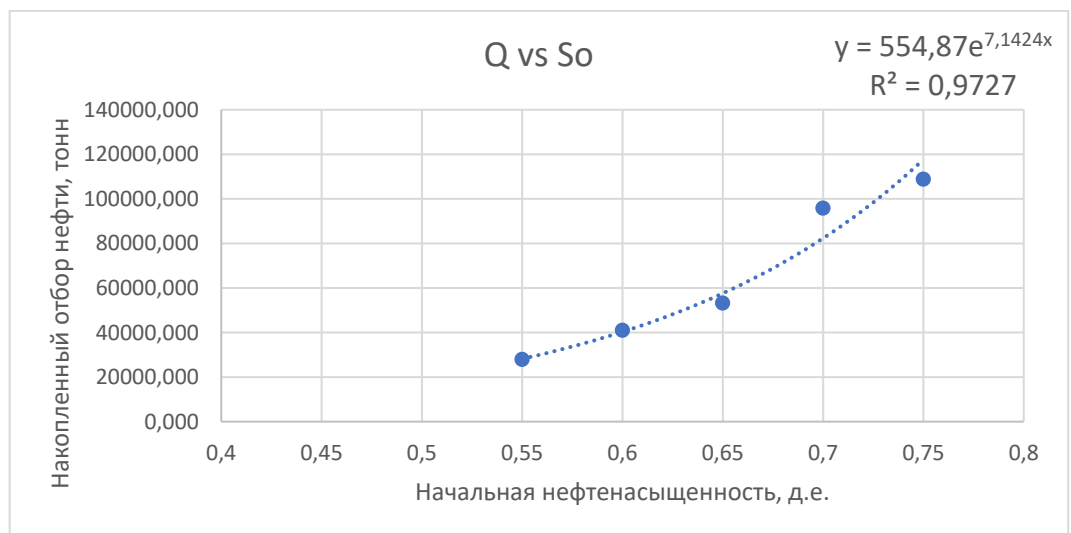


Рисунок 3.2 – График накопленного отбора нефти от начальной нефтенасыщенности

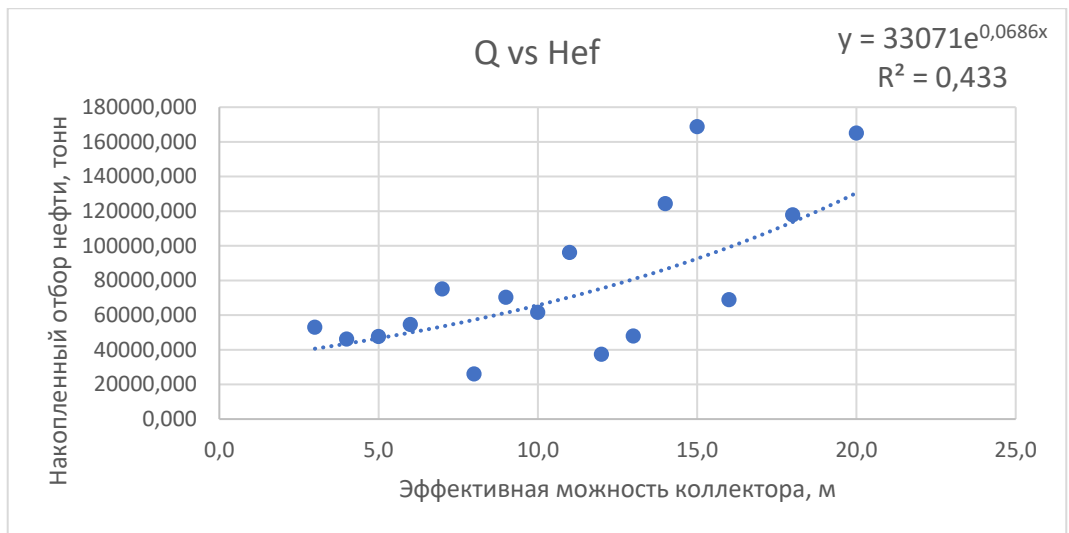


Рисунок 3.3 – График зависимости накопленного отбора нефти от эффективной мощности коллектора

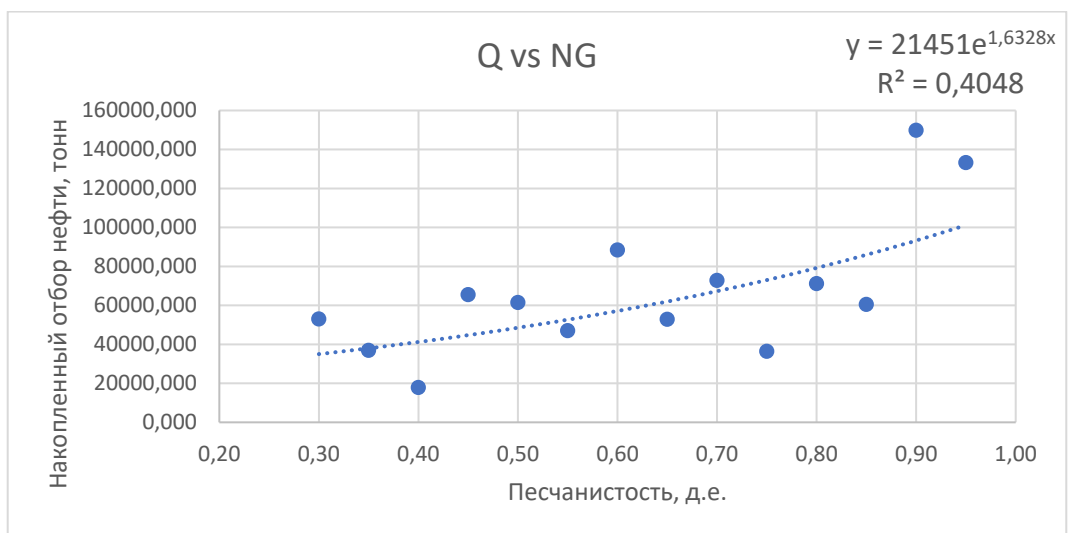


Рисунок 3.4 – График зависимости накопленного отбора нефти от песчаности

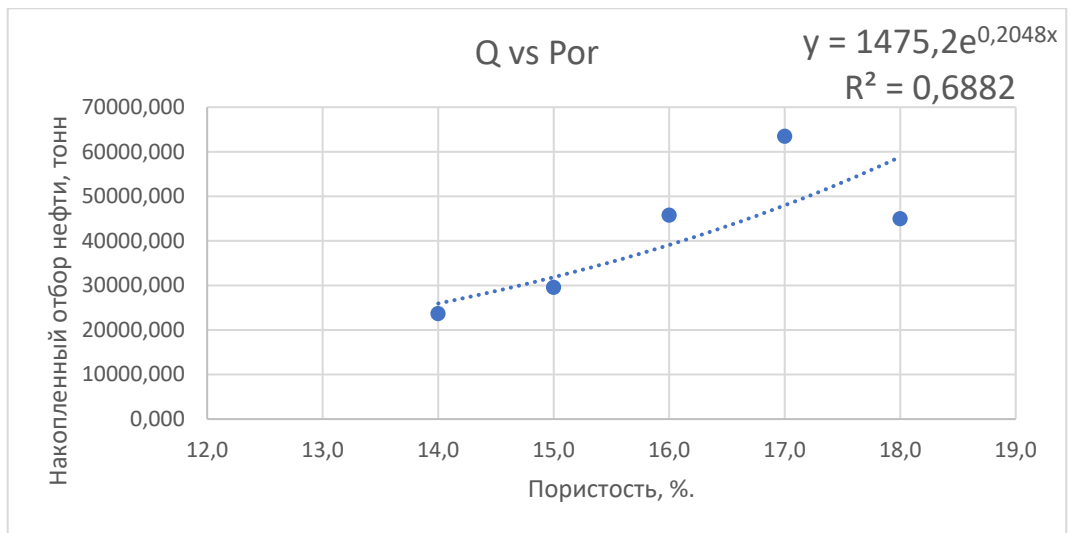


Рисунок 3.5 – График зависимости накопленного отбора нефти от пористости

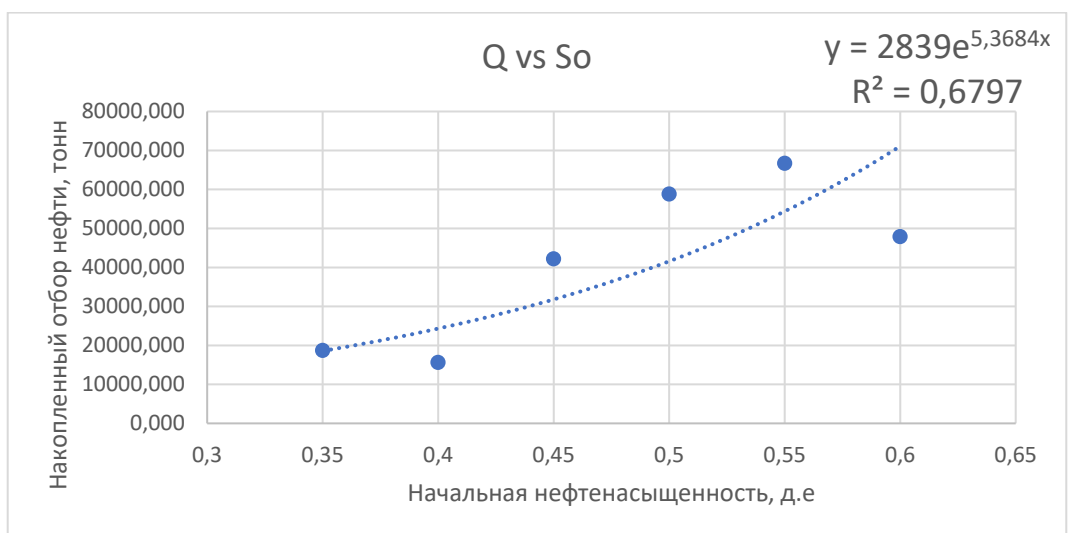


Рисунок 3.6 – График зависимости накопленного отбора нефти от начальной нефтенасыщенности

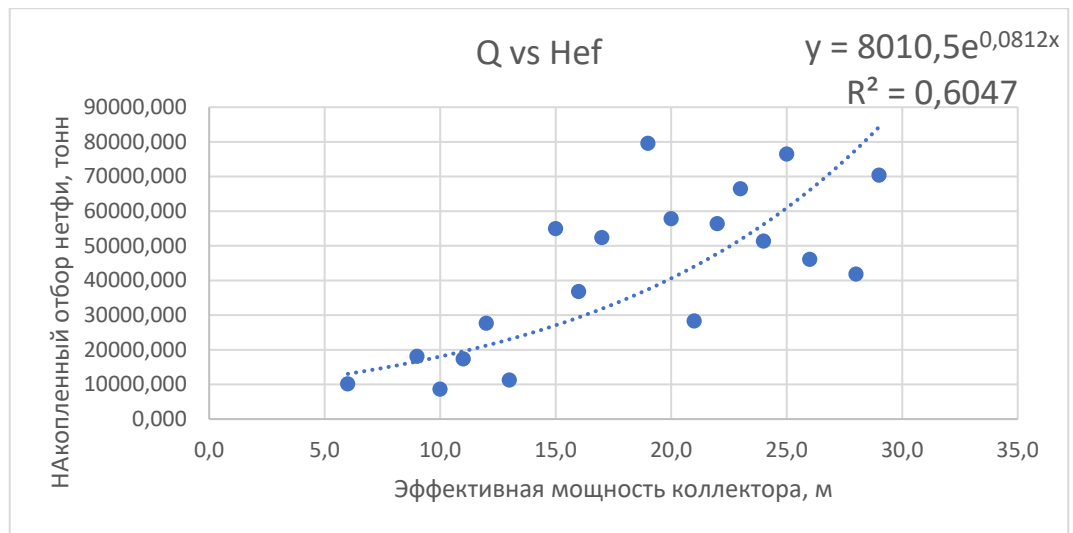


Рисунок 3.7 – График зависимости накопленного отбора нефти от эффективной мощности коллектора

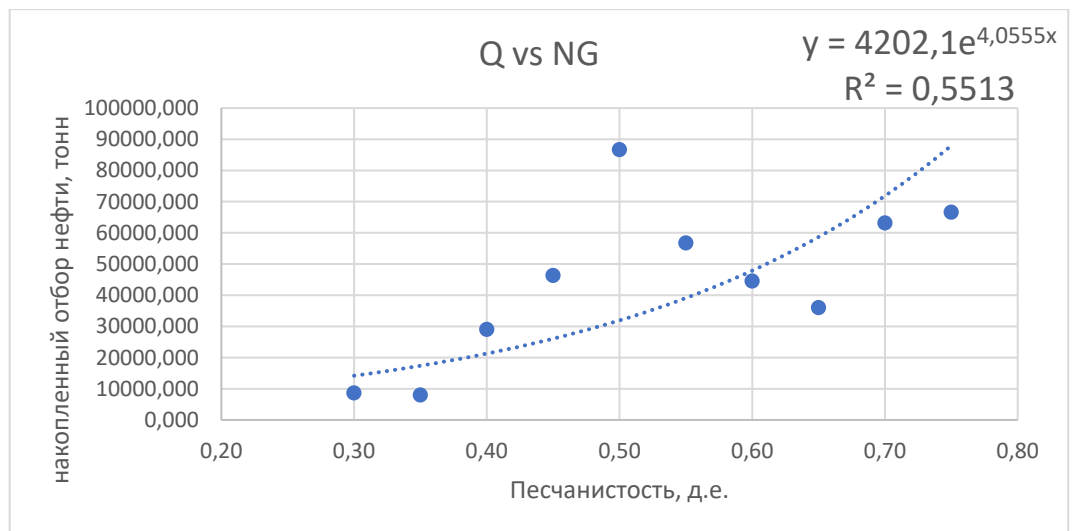


Рисунок 3.8 – График зависимости накопленного отбора нефти от песчанности

Таким образом, после построения функций можно отметить, что по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> зависимости лучше, а по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> хуже, в связи с меньшим количеством скважин для построения ХФП. Как видно из графиков, зависимость каждого геологического параметра от накопленного отбора нефти есть, следовательно, можно переходить к следующему шагу и рассчитывать по данным уравнениям геологический критерий и находить единый геологический критерий (ЕГК) по формуле (3).

### 3.2 Расчет ГК и ЕГК для пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>

Построив зависимости накопленного отбора нефти от геологических параметров и получив уравнение в разделе 3.1, теперь необходимо рассчитать геологический критерий для каждого параметра и единый геологический критерий для каждой скважины. Для этого используем уравнение зависимости Q<sub>нак</sub> нефти от пористости по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>:

$$y = 19.17e^{0.4758x} \quad (3)$$

где:

y- накопленный отбор нефти (Q);

x – значение геологического параметра.

Зная средние значения пористости по скважине, можно с помощью формулы (3) рассчитать накопленный теоретический отбор нефти (Q<sub>нак теор</sub>) от пористости по любой скважине пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Также по каждому пласту есть максимальное значение каждого параметра, по которым были построены зависимости, они будут приведены в Таблице 3.1.

Таблица 3.1 –Максимальные значения геологических параметров по пластам

Геологический параметр	Пласт	
	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>
Пористость (ø), %	18,4	18,3
Начальная нефтенасыщенность (S <sub>oi</sub> ), д.е.	0,76	0,62
Эффективная мощность коллектора (H <sub>eff</sub> ), м	20,4	29
Песчанистость (N/G), д.е.	0,93	0,77

Зная максимальные значение по пласту (представленные в таблице 2) можно найти максимальный накопленный теоретический отбор нефти (Q<sub>нак</sub>



теор макс) по тем же зависимостям. Таким образом, когда мы найдем теоретический отбор нефти и максимальный теоретический отбор нефти по каждому параметру, можно будет рассчитать геологический критерий для каждого параметра используя формулу (4).

$$ГК = \frac{Q_{\text{нак теор(параметра)}}}{Q_{\text{нак теор макс(параметра)}} \quad (4)$$

где:

ГК – геологический критерий для параметра

$Q_{\text{нак теор}}$  – теоретический отбор нефти по зависимостям для каждого геологического параметра

$Q_{\text{нак теор макс}}$  - максимальный теоретический отбор нефти по зависимостям для каждого геологического параметра

Затем, имея параметры пласта (*пористость, начальная нефтенасыщенность, эффективная толщина и песчанистость*) можно рассчитать ГК по каждому из них для любой скважины и теперь остается объединить это в единый геологический критерий (ЕГК) и получить значения эффективности скважины для ГТМ с точки зрения геологии. ЕГК рассчитывается с помощью формулы (5).

$$ЕГК = \prod_{i=1}^n ГК_i \quad (5)$$

где:

ЕГК – единый геологический критерий;

ГК – геологический критерий, рассчитанный для каждого параметра отдельно

n- количество параметров

И теперь, когда мы можем рассчитать ЕГК для каждой скважины, зная ее параметры пористости, начальной нефтенасыщенности, эффективной толщины и песчанистости, необходимо отсортировать для каждого пласта, скважины потенциальный кандидаты для ГТМ (ВБД, ПП), для этого

необходимо применить фильтр №2, который отсеять скважины по следующим критериям:

- состояние – все скважины (кроме работающих);
- характер работы - все скважины (только нефтяные);
- эффективная мощность коллектора – равна или меньше 30 метров (принято для исключения горизонтальных стволов, для лучшей корреляции, только вертикальные скважины);
- объект работы – Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> (для ВБД с ГРП); либо Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> либо Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> (для ПП с ГРП).

После применения фильтра №2, количество потенциальных скважин-кандидатов для ВБД и для ПП с ГРП приведено в таблице 1.

По пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> получилось 372 скважины-кандидата для ВБД с ГРП и 372 скважин-кандидатов для ПП с ГРП, по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> 267 скважин-кандидатов для ВБД с ГРП и 390 скважин-кандидатов для ПП с ГРП. Теперь для каждой скважины необходимо рассчитать единый геологический критерий (ЕГК). Данные расчётов ЕГК будут представлены в Приложении Б в Таблицах Б.1 – Б.4.

### **3.3 Применение технологического критерия**

Следующим шагом для подбора скважин-кандидатов для ГТМ являлось добавление к ЕГК технологического критерия (ТК), который отсеивает скважины по технологическим параметрам. Эти параметры были выбраны в разделе 2.3.

По следующим технологическим параметрам были отсеяны плохие скважины кандидаты для ВБД с ГРП:

- обводненность – меньше 95%;
- пластовое давление – больше или равно 160 атмосфер;
- скважины без ГРП.

По следующим технологическим параметрам будут отсеяны плохие скважины кандидаты для ПП с ГРП:

- пластовое давление – больше или равно 160 атмосфер.

Скважины, не соответствующие этим технологическим параметрам, не войдут в список кандидатов по минимальным техническим требованиям для проведения ГРП на данных объектах. Пластовое давление в 160 атмосфер, было определено из факторного анализа ГРП проводимых ранее. Было установлено, что минимальное пластовое давление для проведения успешной операции ГРП на данных объектах должно быть не ниже 160 атмосфер.

Таким образом, после применения технологических критериев список скважин-кандидатов еще сократился и количество оставшихся скважин на пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> приведено в Таблице 3.2.

Полные данные о скважинах, оставшихся после применения геологического и технологического критериев их номера, ЕГК, пластовое давление, обводненности будут приведены в Приложении Б в Таблицах Б.5-Б.8

Таблица 3.2 – Количество скважин для ГТМ после применения ГК и ТК

ГТМ	Пласт		
	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup> + Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>
Скважин для ВБД с ГРП	82	146	228
Скважин для ПП с ГРП	242	173	416

### 3.4 Сопоставление списка кандидатов после применение ГК и ТК с фактическими ГТМ за 2015г.

Как говорилось выше разработка методики проводится на данные трех летней давности, чтобы можно было сравнить список, полученный по предлагаемой методики, со списком ГТМ которые были выполнены на пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> в 2015 году.

В этой работе рассматриваются мероприятия вывод из бездействия и перевод и/или приобщения и оба этих ГТМ будут выполняться с ГРП, следовательно, список скважин-кандидатов надо сравнивать с мероприятиями ГРП, ВБД и ПП. В Таблице 3.3. приведены номера скважин, на которых проводилось ГРП, ВБД и ПП в 2015 году.

Таблица 3.3 – Фактические ГРП, ВБД и ПП за 2015 год

	ГРП		ПП	ВБД
838	648	844	942	2543
121	287	711	299	237
839	8316	1127	581	1012
883	1437	178	1223	668
8027	2549	231	658	115
554	677	804	634	165
1043	405	904	632	779
700	2536	2525K	264	1101
2019	2067	421	628	730
870	357	795		1228
760	762	126		1039
664	351	794		174
207	1386	820		292
918	874	177		2104
991	1352	221		848
1031	1256	793		160
1128	19P	1230		1204
2517	826	233		590
1130	2095	2061		323
808	764	1449		399
350	552	844		2102

После сопоставления списка скважин-кандидатов с фактическими ГТМ, проведёнными на пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> в 2015 году, были выявлены совпадения. Ячейки в таблице 4 залитые зеленым цветом означают что эта скважина, на которой был проведен фактический ГТМ сошлась с списком скважин-кандидатов. Следующим шагом необходимо провести анализ фактических ГТМ которые сошлись со списком кандидатов, чтобы понять насколько хорошо были выполнены данные мероприятия и есть ли корреляция выбора скважина для ГТМ и единого геологического критерия, который мы рассчитывали

### 3.5 Анализ ГТМ скважин, которые совпали со списком кандидатов

В Таблице 3.4 приведены скважины, которые совпали со списком кандидатов, со своими запускными параметрами после ГТМ и с привязкой к ЕГК который был рассчитан.

Таблица 3.4 – ЕГК и запускные параметры скважин из совпавшего списка

№ скважины	Дебит нефти, т	Дебит жидкости, т	Обводненность. %	ЕГК
160	3,5	60,0	93	0,0171
165	3,1	92,0	96	0,0328
177	9,0	108,0	90	0,0393
178	7,7	42,0	78	0,0429
207	12,2	97,0	85	0,0329
233	2,9	172,0	98	0,2522
350	5,5	94,0	93	0,0018
399	2,2	52,0	95	0,0440
421	10,1	201,0	94	0,0299
590	3,0	120,0	97	0,0673

Продолжение Таблицы 3.4

664	10,0	60,0	80	0,0767
762	3,3	78,0	95	0,1812
779	2,1	64,0	96	0,3345
793	7,8	31,0	70	0,0220
820	4,2	25,0	80	0,0045
808	2,6	100,0	97	0,1328
826	6,6	99,0	92	0,0191
839	7,1	47,0	82	0,0001
844	11,7	61,0	77	0,0242
874	9,2	46,0	76	0,0323
1012	4,3	86,0	94	0,0001
1043	12,4	40,0	63	0,0524
1043	25,1	40,0	25	0,0524
1128	10,9	87,0	85	0,0284
1130	18,8	90,0	75	0,3358
1223	9,0	18,0	40	0,0020
1230	11,5	46,0	70	0,0071
1437	2,2	13,0	80	0,0137
2067	3,1	62,0	94	0,0378
2102	2,3	30,0	91	0,0013
2104	9,0	120,0	91	0,0094
8027	3,2	63,0	94	0,0217
8316	4,7	142,0	96	0,0032

Для анализа фактических ГТМ необходимо установить следующие константы:

1) Скважина, которая дает больше 8 тонн нефти после ГТМ, считается хорошей, т.е. достигнутой планируемых показателей ГТМ (8 тонн нефти взято из бизнес-плана за 2015г.);

2) Значения  $ЕГК > 0,03$ , считается хорошим кандидатом с точки зрения геологии (данная цифра пользовательская, и задается специалистом на его

усмотрение, основываясь на опыте, геологической обстановке на месторождении и количестве скважин-кандидатов для ГТМ).

Проанализировав запускные параметры скважин после ГТМ и значения ЕГК, было выявлено 4 группы, на которые можно разделить список скважин:

- 1 группа – скважины с запускным дебитом нефти больше 8 тонн и значением ЕГК > 0,03
- 2 группа - скважины с запускным дебитом нефти меньше 8 тонн и значением ЕГК > 0,03
- 3 группа - скважины с запускным дебитом нефти больше 8 тонн и значением ЕГК < 0,03
- 4 группа - скважины с запускным дебитом нефти меньше 8 тонн и значением ЕГК < 0,03

Список скважин по группам 1 – 4 приведены в Таблицах 3.5 -3.8 соответственно.

Таблица 3.5 – Список скважин 1 группы

№ скважины	Дебит нефти, т	Дебит жидкости, т	Обводненность. %	ЕГК
178	8,0	42,0	75	0,0429
177	9,0	108,0	90	0,0393
207	12,2	97,0	85	0,0329
421	10,1	201,0	94	0,0299
664	10,0	60,0	80	0,0767
874	9,2	46,0	76	0,0323
1043	12,4	40,0	63	0,0524
1043	25,1	40,0	25	0,0524
1130	18,8	90,0	75	0,3358

Таблица 3.6 – Список скважин 2 группы

№ скважины	Дебит нефти, т	Дебит жидкости, т	Обводненность. %	ЕГК
165	3,1	92,0	96	0,0328
399	2,2	52,0	95	0,0440
590	3,0	120,0	97	0,0673
779	2,1	64,0	96	0,3345
808	2,6	100,0	97	0,1328
2067	3,1	62,0	94	0,0378
233	2,9	172,0	98	0,2522
762	3,3	78,0	95	0,1812

Таблица 3.7 – Список скважин 3 группы

№ скважины	Дебит нефти, т	Дебит жидкости, т	Обводненность. %	ЕГК
2104	9,0	120,0	91	0,0094
793	7,8	31,0	70	0,0220
820	15,2	70,0	74	0,0045
1230	11,5	46,0	70	0,0071
1223	9,0	18,0	40	0,0020
839	7,1	47,0	82	0,0029
844	11,7	61,0	77	0,0242
1128	10,9	87,0	85	0,0284

Таблица 3.8 – Список скважин 4 группы

№ скважины	Дебит нефти, т	Дебит жидкости, т	Обводненность. %	ЕГК
160	3,5	60,0	93	0,0171
350	5,5	94,0	93	0,0018
820	4,2	25,0	80	0,0045
826	6,6	99,0	92	0,0191



#### Продолжение Таблицы 3.4

1437	2,2	13,0	80	0,0137
2102	2,3	30,0	91	0,0013
8027	3,2	63,0	94	0,0217

Таким образом, в 1 и 4 группах видно четкое прослеживание зависимости значения ЕГК и запусчного дебита нефти, т.е. чем выше ЕГК, тем больше дебит после ГТМ. А группы 2 и 3 не подчиняются этой зависимости.

#### **3.5.1 Проверка скважин, которые совпали со списком по факторному анализу**

Факторный анализ (ФА) – это мероприятия которые проводятся на скважине если она не достигает расчетных показателей, делается анализ по какой причине не были достигнуты плановые дебиты, причины может быть 2:

- 1) Геологическая (не достижения за счет подбора плохого кандидата)
- 2) Технологическая (не успешность ГТМ за счет ошибки в технологии и техники выполнения)

Чтобы построить зависимость стартового дебита после ГТМ от ЕГК, для начала необходимо все скважины из 4 групп проверить отчеты, сделанные специалистами по ФА и выявить плохие которые, могут повлиять на корреляцию.

Дополнительным критерием при проверке, помимо ФА, будет использование для построения зависимости скважин, на которых проводились только ГРП, поскольку в данной работе рассматривается вывод из бездействия и перевод и приобщение только с гидравлическим разрывом пласта.

По итогу проверки часть скважин не может быть использована по ряду причин, список скважин и причины приведены в Таблице 3.9.

Таблица 3.9 – Список скважин, которые не могут использоваться для построения зависимости

№ скважины	Причина
165	Мероприятие - ВБД
399	Мероприятие - ВБД
590	Мероприятие – Ликвидация аварии
779	Мероприятие - ВБД
808	ГРП, но ФА (Недостижение планируемого Рзаб, вследствие спуска неоптимального типоразмера ЭЦН. Отмечается завышение расчета ГТМ)
2067	ГРП, но ФА (Основной причиной недостижения расчетного дебита нефти является не подтверждение прогнозной обводненности, подозрение на негерметичность текущего забоя или ЗКЦ из Ю12+3 (работала под закачкой на Ю12+3 , по данным 6-к –вода закачки)
233	ГРП, но ФА (Основной причиной недостижения расчетного дебита нефти является превышение прогнозной обводненности, вследствие возможной негерметичности компоновки ЭЦН+пакер (отмечается нехарактерная продуктивность, относительно скважин окружения, при Рзаб -45 атм, Qж – 378 м3/сут). По данным 6-к от 14.11.2017 г. попутная вода не соответствует пластовой воде горизонта Ю11. Отмечается приобщение трещиной ГРП пласта Ю1(2).)
762	ГРП, но ФА (Основной причиной недостижения расчетного дебита нефти по обводненности является приток воды по ЗКЦ из водонасыщенной части пласта Ю1 <sup>2+3</sup> .)
2104	Мероприятие - ВБД
793	Мероприятие - ВБД
820	Работа на 2 пласта, расчет ЕГК по одному (не может быть использован для построения зависимости)
1230	Работа на 2 пласта, расчет ЕГК по одному (не может быть использован для построения зависимости)
1223	Мероприятие - ПП

Продолжение Таблицы 3.9

839	ГРП, но ФА (Основной причиной недостижения расчетного дебита нефти является превышение прогнозной обводненности. Недостижение прогнозного дебита жидкости связано с не подтверждением плановой депрессии.)
844	ГРП, но ФА (Основной причиной недостижения расчетного дебита нефти является не довывод по обводненности (пробы на 01.02. – 70%). )
1128	ГРП, но ФА (Недостижение расчетного дебита нефти по причине не подтверждения прогнозной обводненности по расчету ТН.)
1437	ГРП, но ФА (Основной причиной недостижения расчетного дебита нефти является не подтверждение прогнозного скин, вследствие возможной кольматации пласта (дополнительно глушение при ЗР ГРП, резкое снижение дебита жидкости на ВНР).
8027	ГРП, но ФА (Основной причиной недостижения расчетного дебита нефти является не подтверждение прогнозной обводненности. Недостижение расчётного дебита жидкости связано с перекрытием пласта Ю12+3 проппантом (при освоении нормализован только Ю11).)
1043	Работа на 2 пласта, расчет ЕГК по одному (не может быть использован для построения зависимости)

В итоге получается, что скважины из второй группы, с хорошим ЕГК, но низким стартовым дебитом могли попасть и в первой группу, если бы запустились по плану. Скважины из третьей группы не могут быть использованы по ряду причин, представленный выше. Также две скважины из четырех группы тоже отсекаются по ФА.

Таким образом, для построения зависимости запускового дебита после ГТМ от величин в ЕГК будут использованы скважины первой и четвертой группы, за исключение не вошедших по ФА.

### 3.5.2 Построение зависимости $Q_{пгтм}=f(ЕГК)$

В предыдущем разделе был определен список скважин для построения зависимости  $Q_{птгм}=f(EГК)$ , приведенный в Таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Список скважин и ее параметры для построения зависимости

№ скважины	Дебит нефти, т	Дебит жидкости, т	Обводненность, %	ЕГК
178	8,0	42,0	75	0,0429
177	9,0	108,0	90	0,0393
207	12,2	97,0	85	0,0329
421	10,1	201,0	94	0,0299
664	10,0	60,0	80	0,0767
874	9,2	46,0	76	0,0323
1043	12,4	40,0	63	0,0524
160	3,5	60,0	93	0,0171
350	5,5	94,0	93	0,0018
820	4,2	25,0	80	0,0045
826	6,6	99,0	92	0,0191
2102	2,3	30,0	91	0,0013
8316	4,7	142,0	96	0,0032

Скважины, которые закрашены зеленым относятся к 1 группе, закрашенные оранжевым относятся к 4 группе.

Зависимость стартового дебита нефти от величины единого геологического критерия показана на Рисунке 3.9

Как видно из Рисунка 3.9, есть зависимость, чем больше значение ЕГК, тем выше будет стартовый дебит нефти после ГРП. Используя Формулу 6, полученное из зависимости стартового дебита нефти от величины ЕГК, можно рассчитать стартовый дебит нефти после ВБД с ГРП и ПП с ГРП для нашего списка кандидатов, которые не сошлись с фактическими ГТМ, но могут быть хорошим кандидатами по запусчному дебиту.

$$Q_{пгтм} = 24,932 * \text{ЕГК}^{0.313} \quad (6)$$

где:

$Q_{пгтм}$  – стартовый дебит нефти после ГТМ (ГРП);

ЕГК – единый геологический критерий скважины

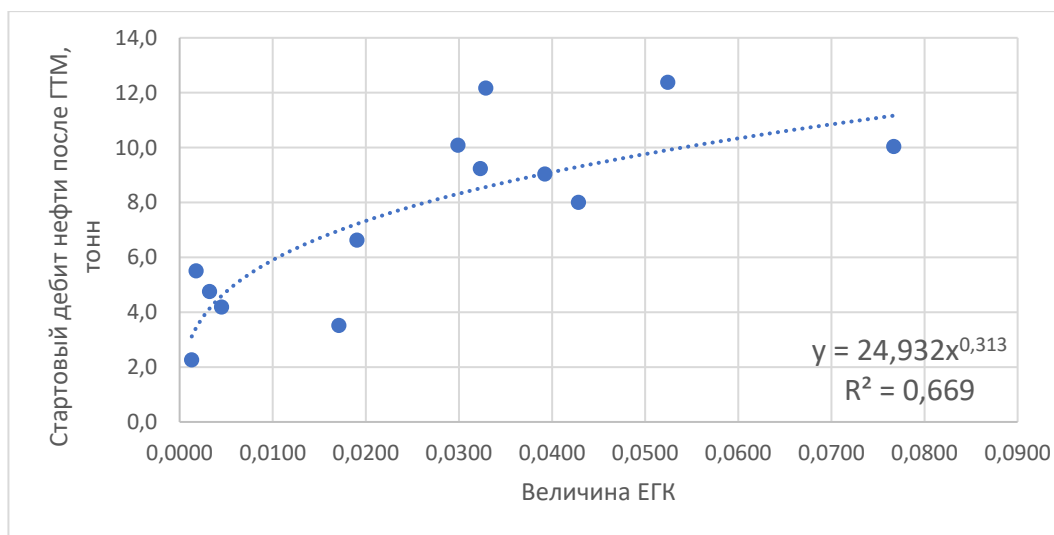


Рисунок 3.9 – График зависимости стартового дебита нефти от величины ЕГК

Теперь берем списки кандидатов после применения ЕГК и ТК (из раздела 3.3), убираем из этого списка ГТМ которые сошлись, и рассчитываем по уравнению 6 теоретический запускной дебит нефти для каждого кандидата ВБД и ПП для двух пластов и отсеиваем скважины, которые дают на запуске меньше 8 тонн нефти/сутки (цифра взята опираясь на бизнес-план).

В итоге получается, что из 82 кандидатов для ВБД с ГРП по пласту  $Ю_1^1$ , после расчета теоретического запускного дебита и отсеивание меньше 8 тонн нефти, остается всего 35 кандидатов. Для ПП с ГРП по пласту  $Ю_1^1$  остается 39 кандидата из 243. По пласту  $Ю_1^{2+3}$  для ВБД с ГРП остается 58 кандидатов из 117, а для ПП с ГРП 67 из 173. Данные приведены в Приложении Б в Таблицах Б.9-Б.12

### 3.6 Анализ разработки по карте ОННТ и работе скважин окружения

Заключительным этапом отбора кандидатов является отбор кандидатов вручную из модели из списка оставшихся (Приложения Б, Таблицы Б.9-Б.12), учитывая работу скважин окружения (текущую/накопленную), энергетического состояние пласта и остаточные запасы в пределах радиуса дренирования скважины (по умолчанию 250 метров). Устанавливается степень риска большая, средняя и маленькая, которые показывают степень риска провала мероприятия ГРП или недостижения плановых параметров.

Критерии отбора заключаются в следующем:

1) Скважина рассматривается с риском успешности маленьким (МАЛ) или средним (СР) если:

- скважины находятся на расстоянии 500 м и более друг от друга;
- обводненность окружения текущая/накопленная не превышает 90%;
- количество скважин, работающих вокруг на текущий момент (минимально или вообще нет);
- накопленная закачка жидкости окружения (на усмотрение специалиста);
- накопленные отборы нефти по скважинам окружения (на усмотрение специалиста);
- остаточные подвижные запасы превышают 7 тысяч тонн нефти;
- достаточно удаление от ВНК (так как ГРП).

2) Скважина имеет степень риска большую (БОЛ) если условия, указанные в пункте 1, не достигаются.

Приведем несколько примеров для скважин с большой степенью риска, средней. На Рисунке 3.10 и 3.11 представлены скважины 2106 и 570 и их окружение с большой степенью риска, на Рисунке 3.12 и 3.13 скважины 1057 и 312 с средней степенью и их остаточные запасы.

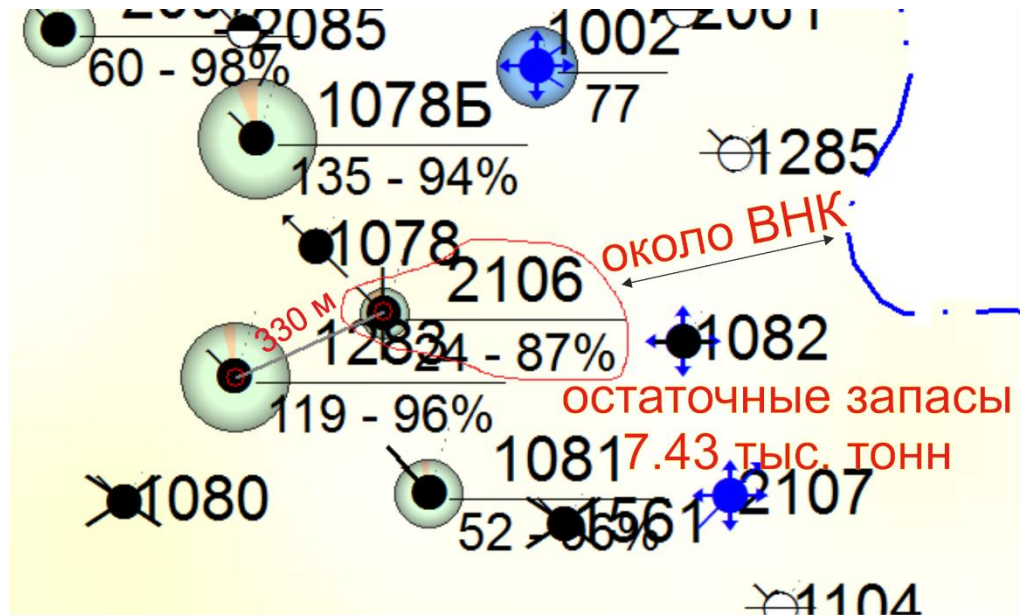


Рисунок 3.10 – Скважина 2106 пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> со степенью риска «БОЛЬШОЙ»

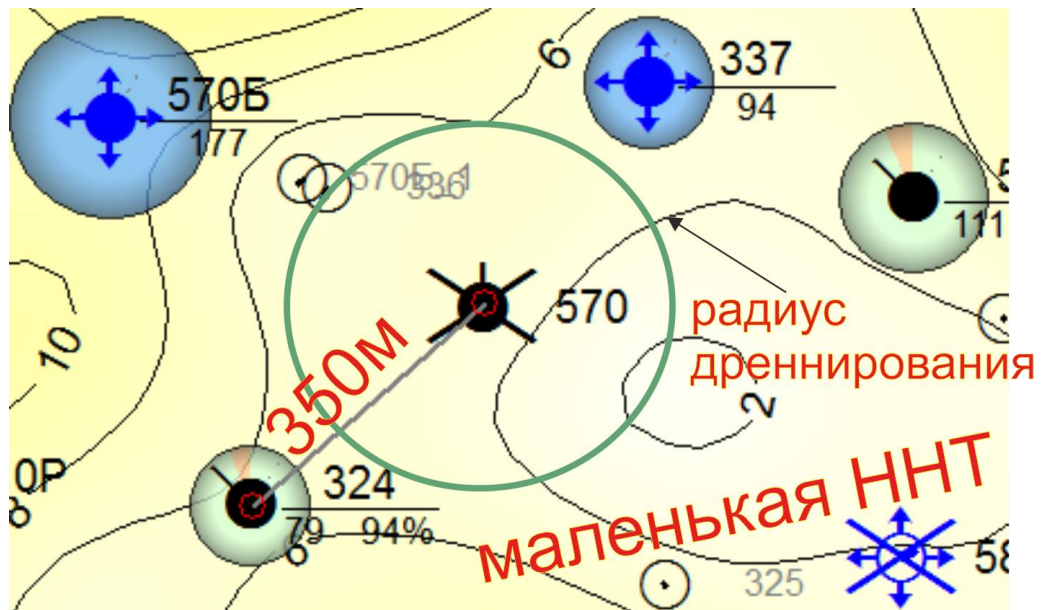


Рисунок 3.11 – Скважина 570 пласта Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> со степенью риска «БОЛЬШОЙ»

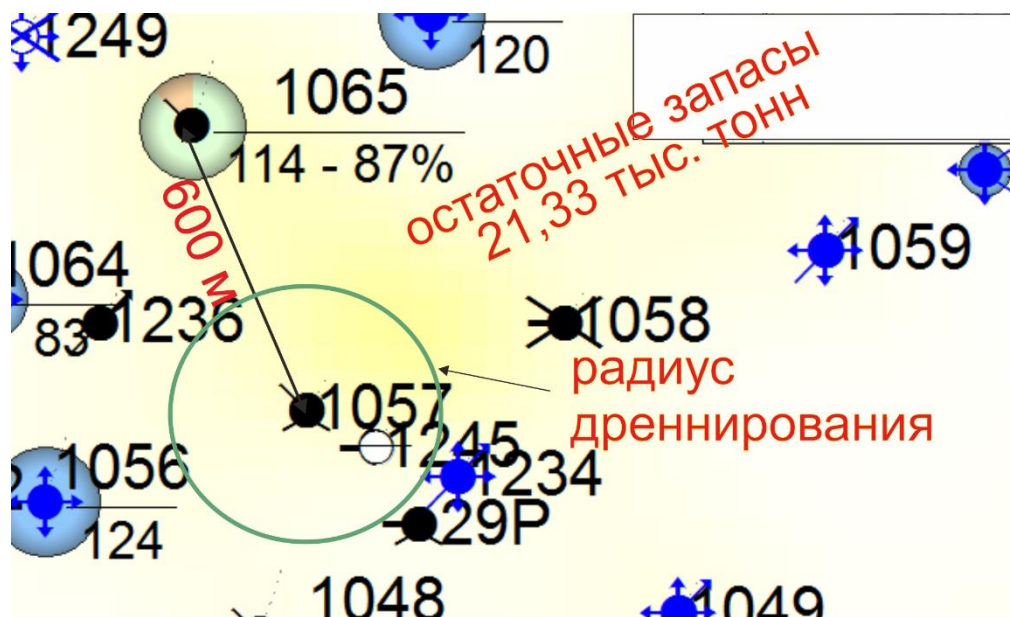


Рисунок 3.12 - - Скважина 1057 пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> со степенью риска «СРЕДНИЙ»

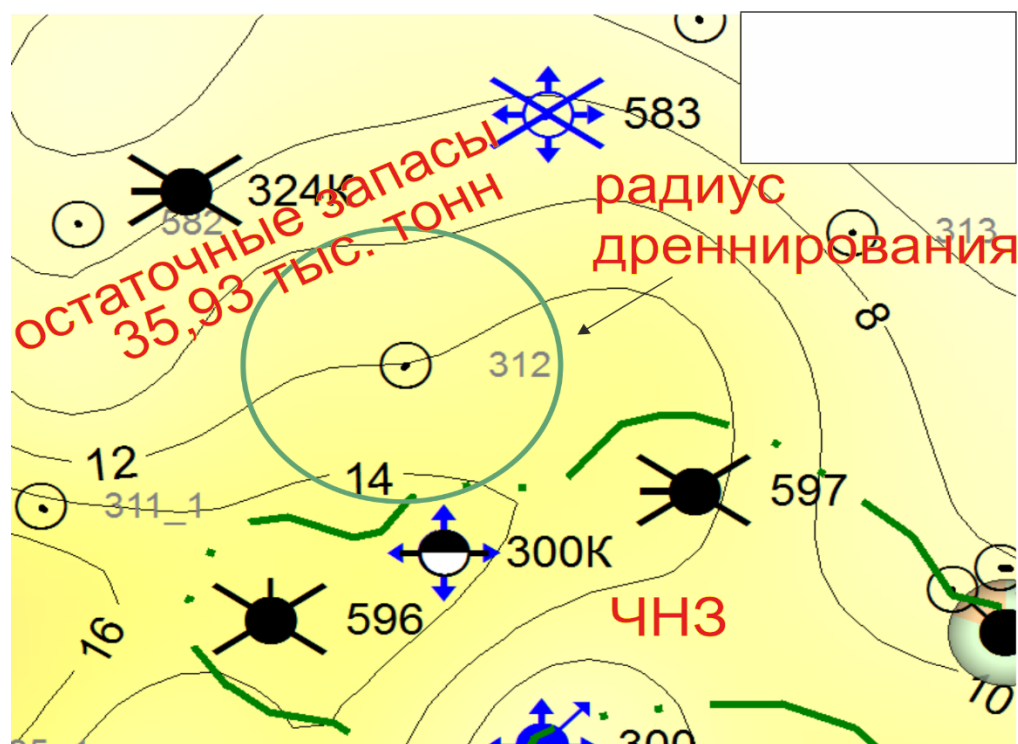


Рисунок 3.13 – Скважина 312 пласта Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> со степенью риска «СРЕДНИЙ»



После применения критериев отбора по картам ОННТ и окружение по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, остается 16 из 35 кандидатов для ВБД с ГРП, для ПП с ГРП по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> остается 9 кандидата из 39. По пласту Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> для ВБД с ГРП остается 19 кандидатов из 58, а для ПП с ГРП 16 из 67. Данные по всем рискам также приведены в Приложении Б в Таблицах Б.9-Б.12. А кандидаты для ГТМ по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> для ВБД и ПП приведены в Таблицах 3.11-3.14

Таблица 3.11 – Кандидаты для ВБД с ГРП по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

№ скважины	ЕГК	Обводненность фактическая, %	Пластовое давление, атм	Qпгтм, тонн/сутки	Степень риска	ПОИЗ, тыс. тонн
1055	0,1584	85,612	221,8	14,00	СР	5,67
137	0,1481	91,647	196,4	13,71	МАЛ	16,75
1374	0,0975	42,308	192,1	12,03	МАЛ	13,04
2097	0,0951	93,573	185,3	11,93	СР	5,65
106	0,0948	0	180,8	11,92	МАЛ	34,01
1544	0,0841	0	179,7	11,49	СР	11,68
27Р	0,0664	0	188,0	10,67	СР	30,91
158	0,0635	88	203,5	10,52	СР	28,42
1448	0,0518	11,2	225,2	9,87	СР	16,88
1057	0,0473	51,481	235,4	9,59	СР	21,33
1245	0,0469	0	235,8	9,57	???	рядом 1057
110	0,0464	4,167	195,4	9,54	МАЛ	10,49
142	0,0453	73,723	186,6	9,46	СР	19,92
1092	0,0417	72,201	223,5	9,22	СР	14,23
721	0,0389	0	196,7	9,02	СР	11,36
243	0,0331	91,743	199,0	8,58	СР	16,47

Таблица 3.12 – Кандидаты для ПП с ГРП по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

№ скважины	ЕГК	Пластовое давление, атм	Qпгтм, тонн/сутки	Степень риска	ПОИЗ, тыс. тонн
690	0,3092	190,1	17,26	СР	24,85
678	0,1332	194,7	13,26	СР	26,86
1350Б	0,0592	160,1	10,29	СР	26,13

Продолжение Таблицы 3.12

661	0,0543	161,3	10,01	СР	12,18
8032	0,0534	255,4	9,96	СР	18,73
1237Б	0,0413	257,1	9,20	СР	8,11
578	0,0369	179,1	8,88	СР	8,68
615	0,0298	162,1	8,30	МАЛ	11,30
295Б	0,02747	175,9	8,09	МАЛ	8,51

Таблица 3.13 – Кандидаты для ВБД с ГРП по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>

№ скважины	ЕГК	Обводненность фактическая, %	Пластовое давление, атм	Qпгтм, тонн/сутки	Степень риска	ПОИЗ, тыс. тонн
312	0,6189	81,395	217,8652	21,45	СР	35,93
1376	0,3204	87,938	243,8652	17,46	МАЛ	39,09
597	0,2692	42,824	217,9372	16,53	СР	52,46
842	0,1940	46,667	218,2084	14,92	МАЛ	40,74
647	0,1881	87,879	203,8359	14,78	СР	25,68
604	0,1860	87,500	204,7489	14,72	СР	11,13
316	0,1788	64,045	209,028	14,54	СР	30,61
313	0,1745	0,000	224,7556	14,43	СР	44,43
329	0,1588	62,224	202,1514	14,01	СР	19,88
646	0,1574	45,030	227,5892	13,97	СР	25,81
16Р	0,1514	0,000	188,2047	13,81	СР??	40,16
719	0,1445	78,571	227,701	13,60	МАЛ	28,36
199	0,1286	92,553	217,1397	13,12	МАЛ	17,44
715	0,107	91,463	199,8368	12,39	МАЛ	27,66
1342	0,0766	82,609	205,8937	11,15	СР	27,22
726	0,0636	93,396	208,4395	10,52	СР	14,91
678	0,0362	5,932	208,6887	8,82	СР	11,52
796	0,0346	52,326	206,4934	8,70	СР	20,06
1057	0,0278	51,479	176,1403	8,12	СР	19,63

Таблица 3.14 – Кандидаты для ПП с ГРП по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>

№ скважины	ЕГК	Пластовое давление, атм	Q <sub>пгтм</sub> , тонн/сутки	Степень риска	ПОИЗ, тыс. тонн
1303	0,3917	214,7	18,59	СР	13,11
265	0,2768	200,3	16,68	??	ВБД 651
224	0,2026	231,9	15,13	СР	13,09
339	0,1818	206,2	14,62	СР	44,40
188	0,0966	224,3	12,00	СР	7,98
223	0,0934	235,9	11,87	СР	23,18
242	0,0904	214,9	11,75	СР	12,40
190	0,0718	220,8	10,93	СР	15,79
228	0,0582	205,6	10,24	СР	10,5
1121	0,0508	213,9	9,81	МАЛ	22,34
266	0,0465	196,4	9,54	СР	14,93
358	0,0410	198,8	9,18	СР	8,39
249	0,0407	233,1	9,15	СР	17,38
191	0,0299	225,8	8,31	СР	25,20
1124	0,0299	201,5	8,31	СР	9,35
365Б	0,0281	192,3	8,15	СР	9,73

Далее остается только проверить насколько можно верить рассчитанному теоретическому дебиту после ГТМ, и можно ли вообще.

### 3.7 Оценка кандидатов и их стартовых запусков с моделью

Чтобы снизить риски и убедиться в достоверности расчетного теоретического дебита из формулы (6), необходимо сравнить скважины (фактически выполненные ГТМ) по которым была построена зависимость  $Q_{пгтм}=f(ЕГК)$ , с их запускными параметрами по модели. В Таблице 3.15 приведены значения фактических запусков и запусков в модели этих не скважин после ГРП.

Таблица 3.15 – Фактические и модельные запуски скважин после ГРП

№ скважины	Дебит нефти, т	Дебит жидкости, т	Обводненность. %	Дебит нефти, т	Дебит жидкости, т	Обводненность. %
	Фактический			Модель		
178	8,0	42,0	75	18,0	43,7	58,0
177	9,0	108,0	90	8,7	110,0	92,0
207	12,2	97,0	85	44,0	100,0	66,0
421	10,1	201,0	94	12,7	208,0	94,0
664	10,0	60,0	80	12,0	62,0	80,0
874	9,2	46,0	76	10,9	47,6	77,0
1043	12,4	40,0	63	21,1	33,0	36,0
160	3,5	60,0	93	14,6	62,6	76,6
350	5,5	94,0	93	14,7	96,2	84,7
820	4,2	25,0	80	4,1	26,4	84,4
826	6,6	99,0	92	7,3	104,5	93,0
2102	2,3	30,0	91	2,5	31,0	98,0
8316	4,7	142,0	96	3,0	145,7	98,0

Теперь построим кросс-плот зависимости дебита фактического от дебита из модели на Рисунке 3.14, и такие же кросс-плоты для обводненности на Рисунке 3.15.

Из этих кросс-плотов видно, что фактические запуски скважин после ГТМ имеют хорошую корреляцию с моделью, с единственным замечанием, что модель имеет склонность немного занижать обводненность, тем самым завышать дебиты нефти, как видно из Рисунков 3.14 и 3.15. Однако, это незначительно, главное, что 8 из 13 скважин сходятся. Следовательно, можно проверить скважины-кандидаты на модели и посмотреть, как запускной дебит в модели сходитесь с расчетным теоретическим дебитом после ГРП по формуле (6).

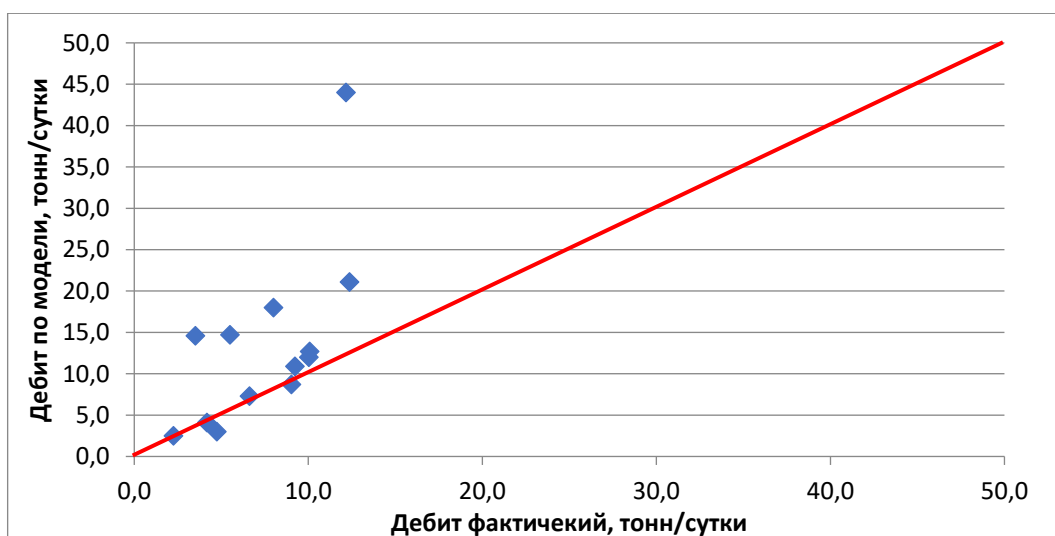


Рисунок 3.14 – Кросс-плот дебит нефти после ГТМ фактический vs из модели

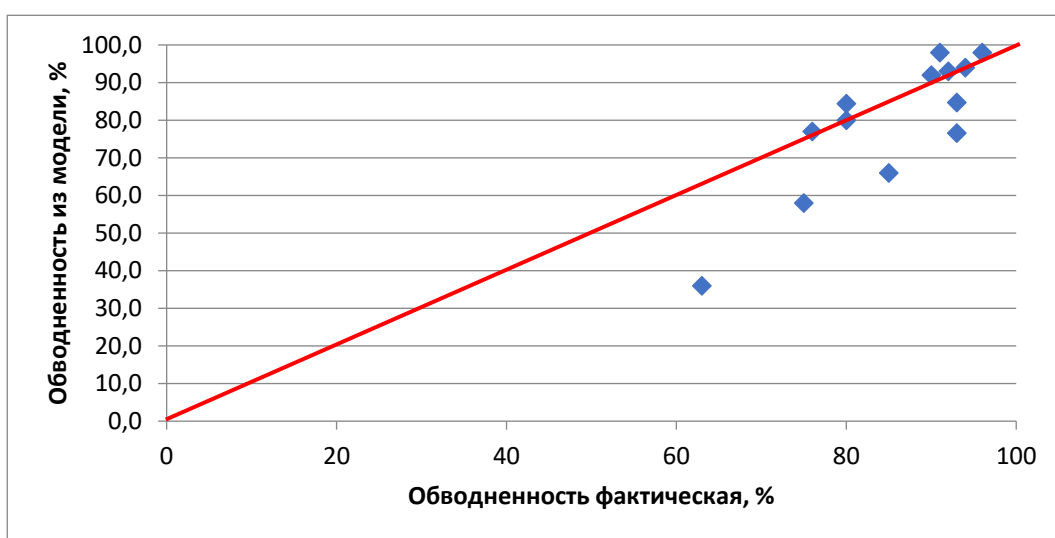


Рисунок 3.15 – Кросс-плот обводненность скважины после ГТМ фактический vs из модели

### 3.7.1 Проверки скважин-кандидатов для ГТМ на модели

Чтобы проверить достоверность теоретического расчетного дебита после ГРП от ЕГК, необходимо рассчитать на модели ГТМ и проверить запуски, и как скважина будет вести себя в течение года после ГРП, потому что как правило эффективность ГРП считается на 1 год. Для сравнение не будут использованы все скважины-кандидаты, возьмем, например только кандидатов

для ВБД с ГРП по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. В Таблице 17 приведены результаты расчета на модели и сравнения с расчетным теоретическим запуском.

Таблица 3.16 - Сравнения расчетов кандидатов по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> по модели.

№ скважины	ЕГК	Q пгтм, т/сут	Степень риска	ПОИЗ, Тыс.т	Q пгтм модель, т/сут	Q пгтм модель через 1 год, т/сут	Обв, % на запуске	Обв, % через год
1055	0,1584	14,01	СР	5,67	6,8	3	96,5	98
137	0,1482	13,71	МАЛ	16,75	24,6	11,7	90	96
1374	0,0975	12,03	МАЛ	13,04	186,9	113,9	0	0
2097	0,0951	11,94	СР	5,65	28,9	0	44	отключи лась через месяц
106	0,0949	11,93	МАЛ	34,01				
1544	0,0842	11,49	СР	11,68				
27P	0,0665	10,67	СР	30,91				
158	0,0636	10,53	СР	28,42	73,5	27,4	61	82
1448	0,0518	9,87	СР	16,88	5	3	97	97
1057	0,0474	9,60	СР	21,33	78,5	26,8	22	37
1245	0,0469	9,57	???	рядом 1057				
110	0,0465	9,54	МАЛ	10,49	14,4	8,5	88	92
142	0,0453	9,47	СР	19,92	28,8	11,9	87	92
1092	0,0417	9,22	СР	14,23	1,2	0,5	87	92
721	0,0389	9,02	СР	11,36				
243	0,0332	8,58	СР	16,47	11,3	10,1	95	93

Желтый цветом выделены скважины которые не рассчитывались, в связи с их плохой адаптацией в модели, зеленым цветом выделены скважин

которые подтвердили теоретические запуски после ГРП и даже превзошли их, а красным цветом выделены скважины которые не достигли плановых показателей из-за технических проблем.

## 4 Ресурсоэффективность и финансовый менеджмент

Главным критерием любого мероприятия ГТМ является экономическая эффективность и выгода, которую получит нефтяная компания. Для расчета экономического эффекта применения разработанной методики, необходимо посмотреть разницу в накопленной добычи между проведенными фактическими ГТМ и при использовании кандидатов из списка, полученного по методике, вместо части фактических кандидатов.

### 4.1 Расчёт экономической эффективности

В основном оценка эффекта от ГТМ, в частности, ГРП производится на 1 год. В левой половине Таблицы 4.1. представлены результаты фактических ГТМ и их запускные параметры, а в правой половине скважины из фактических ГТМ заменены на наших кандидатов, взятый по рейтингу сверху из списка кандидатов для Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> для ВБД с ГРП.

Таблица 4.1 – Запускные параметры фактических ГТМ

Фактический сценарий		Новый сценарий	
№ скважины	Запускной дебит после ГТМ, т/сут	№ скважины	Запускной дебит после ГТМ, т/сут
178	8,0	178	8,0
177	9,0	177	9,0
207	12,2	207	12,2
421	10,1	421	10,1
664	10,0	664	10,0
874	9,2	874	9,2



Продолжение Таблицы 4.1

1043	12,4	1043	12,4
160	3,5	1055	14,01
350	5,5	137	13,71
820	4,2	1374	12,03
826	6,6	2097	11,94
2102	2,3	158	10,53
8316	4,7	1448	9,87
Сумма дебита, т/сут	97,7		143

Из таблицы видно насколько бы увеличился суммарный запускной дебит, если бы были взяты кандидаты из нашего списка. Для расчета реального накопленного отбора нефти за год, необходимо сделать предположение, что операции ГРП были произведены 1 января 2015 года.

Таким образом, берем фактический темп падения дебита после проведения ГРП за 2015 год, который представлен на графике, представленном на Рисунке 4.1

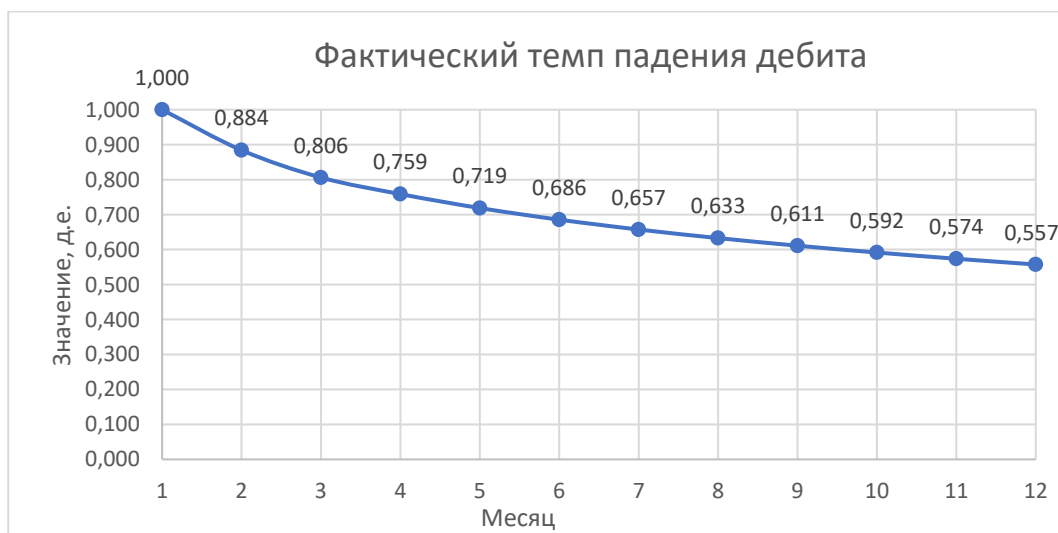


Рисунок 4.1 – График среднегомесячного темпа падения дебита после ГРП за 2015 год

И теперь пользуясь данными таблицей и графиком, рассчитывает накопленный отбор нефти через год, с учетом темпа падения дебита. Таким

образом, накопленный отбор нефти по базовому сценарию на конец года составит – 25165,9 тонн нефти, а по новому сценарию 36823,1 тонн нефти.

Для того чтобы сравнить экономику этих двух сценариев, необходимо задать все одинаковые параметры и вычислить получим ли мы прибыль.

Выручка от реализации зависит от следующих параметров:

- цена нефти на внутреннем рынке (18524 рублей/тонн)
- цена нефти на внешнем рынке (24472,5 рублей/тонн)
- доля экспорта (0.3)
- курс валюты (\$/Рубль) (1\$ = 50 рублей)
- стоимость барреля нефти (65 \$/баррель)

Данные, приведенные выше, взяты за 2015 год. В 1 тонне нефти = 7,53 барреля (при плотности нефти на поверхности 836 кг/см<sup>3</sup>) Теперь, можно по Формуле 7 рассчитать выручку.

$$\text{Выручка} = ((Q_{\text{нак}} * 0,3) * A) + ((Q_{\text{нак}} * 0,7) * B) \quad (7)$$

где:

$Q_{\text{нак}}$  – накопленный отбор нефти за год;

$A$  – цена нефти на внешнем рынке

$B$  – цена нефти на внутреннем рынке

0,3 – доля экспорта

0,7 – доля, реализуемая на внутреннем рынке

Чтобы полностью учесть все расходы, налоги и т.д. необходимо установить некоторые положения, приведенные ниже:

1) по данным компании ОАО «Томскнефть» ВНК, общая стоимость 1 операции ГРП составляет 9 млн. рублей (в стоимость входит услуги бригады, закупка ингибиторов и необходимое оборудование), всего было выполнено 12 мероприятий ГРП;

2) Операционные затраты на нефти, чтобы ее извлечь обработать и доставить до места продажи, составляют 3000 рублей/тонну (в нее входит, электроэнергия, расходы ППД, сбор и транспорт, подготовка и т.д)

3) Налог для нефтяной компаний состоит из следующих составляющих:

- налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) рассчитывается на основе добытой продукции и с учетом ставок и коэффициентов за 2015 год равен 4050 рублей/тонну;
- налог на добавочную стоимость (НДС) равен 18%, и рассчитывается от суммы выручки;
- налог на прибыль (НП) составляет 20% от суммы выручки с вычетом капитальных и операционных затрат и вычетом НДПИ и НДС
- ставка дисконтирования 15%;
- чистая выручка равняется выручка с вычетом всех затрат и всех налогов.

Таким образом, учитывая все вышеперечисленные параметры, в Таблице 4.2. приведены экономические расчеты для двух сценариев.

Таблица 4.2 – Экономический расчет сценариев

Параметры	Базовый сценарий	Новый сценарий
Накопленный обор нефти, тонн	25165,9	36823,1
Выручка на внутреннем рынке, млн. руб	326,32	477,48
Выручка на внешнем рынке, млн. руб	184,76	270,35
Общая выручка, млн. руб	511,08	747,82
Капитальные затраты, млн. руб	117	117
Операционные затраты, млн. руб	75,50	110,12
$\Sigma$ НДПИ, млн. руб	101,92	149,12
$\Sigma$ НДС, млн. руб	1,99	134,61
$\Sigma$ НП, млн. руб	24,93	47,32
$\Sigma$ Налогов, млн. руб	218,84	331,06
Чистая выручка, млн. руб	99,74	189,3
Чистая дисконтированная выручка, млн. руб	86,73	164,61

В итоге получается, что с помощью предлагаемой методики отобранные скважины, помогли теоретически увеличить прибыль от данных операций ГРП почти в 2 раза (на 89%), при этом подбор кандидатов занял значительно меньше времени и сил специалистов, что говорит о высокой эффективности применения данной методики при подборе скважин кандидатов для ГТМ.

## **5. Социальная ответственность**

На поздних стадиях разработки месторождений всё чаще применяются ГТМ, направленные на интенсификацию притока жидкости, а также способа разработки залежей с трудно извлекаемыми запасами нефти. В связи с этим возникает необходимость оценки результатов применения данных технологии на процессе извлечения нефти. Согласно приведённым выше результатам, основным проведённым ГТМ является ГРП.

Рабочей зоной инженера по ГРП является куст, скважина. Основной деятельностью инженера ГРП является поддержание правильного режима Закачки продавочной жидкости, жидкости песконосителя контроля Параметров разрыва пласта; разборка, ремонт и сборка оборудования для гидравлического разрыва и арматуры; обработка паром высокого давления подземного и наземного оборудования скважин и выкидных линий в зимний период; Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

### **Профессиональная социальная безопасность**

Для полного представления об источниках опасностей, вредностей и основных выявленных опасных и вредных факторов на рабочем месте, в Таблице 5.1. представлены «Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при ГРП»

Определение потенциальных вредных и опасных факторов проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003 – 74 (с измен. №1, октябрь 1978 г, 1999 г.) Название этих производственных факторов при работе соответствует классификации.

## 5.1 Анализ опасных и вредных факторов в рабочей зоне и мероприятия по их устранению

В Таблице 5.1 приведены виды производственных работ и опасные и вредные факторы, действующие во время них.

Таблица 20 – Основные производственные процессы, формирующие вредные и опасные факторы

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>1. Разборка, ремонт и сборка отдельных узлов и механизмов простого нефтепромыслового оборудования и оборудования необходимого для гидравлического разрыва пласта;</p> <p>2. Обработка паром высокого давления оборудования скважин и выкидных линий;</p> <p>3. Контроль параметров гидравлического разрыва;</p> <p>4. Расшифровка показаний</p>	<p>1. Превышение уровней вибрации;</p> <p>2. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;</p> <p>3. Утечка токсичных и вредных</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)</p> <p>2. Электрический ток;</p> <p>3. Пожаровзрывоопасность</p>	<p>ГОСТ 12.1.003-83 [1].</p> <p>ГОСТ 12.1.012-90 [2].</p> <p>ГОСТ 12.1.005-88[4].</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 [5].</p> <p>ГОСТ 12.4.011-89[6].</p> <p>ГОСТ 12.2.062-81[7].</p> <p>ГОСТ 12.2.003-91[8].</p> <p>ГОСТ 12.1.038-82[10].</p> <p>ГОСТ 12.1.019-79[11].</p> <p>ГОСТ 12.1.004-91[15].</p> <p>ГОСТ 12.1.011-78[16].</p> <p>ГОСТ 12.1.010-76[17].</p>

## **Превышения уровня вибрации**

Вблизи от места проведения ГТМ, в частности гидравлического разрыва пласта располагается насосный агрегат, который не превышает допустимый уровень звука 80 ДБА (согласно ГОСТ 12.1.003-83 от 1999 г.). При проведении операции ГРП возникают определенные вибрации, в зависимости от давления и скорости подачи прокачиваемой жидкости разрыва и жидкости для песконосителя. Согласно ГОСТ 12.1.012-90, установленная норма виброскорости не должна превышать 92дБ, при частоте 62 Гц. Уровень вибрации при работе вблизи от места проведения разрыва пласта составляет 97 дБ, что однозначно превышает норму.

Методы борьбы с вибрацией:

- виброизоляция (полиуретановые втулки, резинометаллические опоры);
- виброгашение (муфты из эластичных материалов);
- соблюдение режима отдыха.

## **Отклонение микроклимата на открытом воздухе**

Резкие скачки температуры окружающей среды, а также работа в условиях низких температур оказывает пагубное влияние на человека. Все жизненные процессы в теле человека обеспечиваются двигательной активностью. Выделение энергии для преобразования теплообмена, используется в гораздо большей степени, чем на работу, выполняемую в это же время.

Нарушение теплового баланса может привести к серьезным последствиям, к перегреву, либо к переохлаждению человека. Это приведет к снижению активности, нарушение жизненно важных процессов в организме, замедлению работы и т.д.

Средняя температура в июле на месторождение составляет +17<sup>0</sup>С, в январе -21<sup>0</sup>С. Работники разных организаций, трудящиеся на открытом воздухе обязаны соблюдать ограничения по температурным режимам и одеваться в

одежду предусмотренную теми или иными погодными или сезонными условиями. В Таблице 5.2. установлены температурные режимы и скорость ветра при которых работы останавливаются

Таблица 5.2- Температурный режим, не позволяющий продолжать работы на открытом воздухе

Температура воздуха, °С	Скорость ветра, м/с
- 45	Безветренная
-37	Не больше 4
-26	4 - 12
-18	12 – 18
-5	18 – 22
0	Больше 22

Рабочие трудящиеся на открытом воздухе, при низких температурах, попадают в зону риска и могут получить такие травмы как:

- обморожение конечностей (разной тяжести);
- сильное переохлаждение организма (гипотермия).

Для избежание таких случаев рабочий персонал должен быть укомплектован спецодеждой для низких температур. Спецодежда должна подходить по размеру, не сковывать движения и не висеть свободно, и соответствовать всем требованиям безопасности. Должна иметь несколько слоев: внутренний (нижнее белье), средних (кофта), внешний (куртка, комбинезон). Также рабочий персонал должен быть здоровым и в хорошей физической и психологической форме.

Рабочие трудящиеся на открытом воздухе, при высоких температурах, попадают в зону риска и могут получить такие травмы как:

- солнечный удар
- сильный перегрев организма (гипертермия)



Профилактические действия при перегреве несут в себе отдых и выходной в течение 1 рабочего дня после перегрева, а также сокращения рабочего времени путем введения перерывов для отдыха в теньке. Необходимо носить головные уборы, чтобы снизить риск перегрева головного мозга (солнечного удара).

Для защиты от насекомых и клещей рабочему персоналу необходимо выдавать аэрозоль и крем от этих вредителей =))), а также крем-бальзам и средство после укусов, и необходимо быть привитым от клещевого энцефалита или иметь страховку. Набор летней одежды должен включать в себя москитные сетки и противоклещевые костюмы.

### **Утечка вредных и токсичных вещей в атмосферу**

При операции ГРП есть большой риск возникновения аварийных ситуации и как вследствие утечек нефти из скважинного пространства. В связи с этим может произойти непосредственный контакт человека с нефтью или парами, которые опасны как для здоровья, так и для жизни.

Нефть относят к 4-му классу опасности, и допустимая концентрация не должна превышать 280 мг/л. [7]. Также не стоит забывать о продуктах переработки нефти таких как:

- масло
- бензин
- керосин
- парафины
- смолы
- сера

, которые несут ничуть не меньшую опасность для здоровья человека.

Путей для попадания вредных веществ в организм может быть три:

- через дыхательные пути

- через кожу
- через рот

При частом попадании продуктов нефти на кожу человека, возрастает риск получить заболевания кожного покрова: сыпь, язвы, аллергия. В случае попадания через дыхательные пути или рот все может быть более серьезно. При вдыхании паром нефти и ее продуктов очень высокой концентрации происходит раздражающее и наркотическое воздействие. При это высок риск потери сознания, нарушение сердечной активности, головокружение, тошнота, сухость во рту и т.д. перечень побочных эффектов большой. При очень длительном нахождении человека под действием высокой концентрации паров может произойти удушье и как следствие смерть.

Нефтепродукты очень опасны для человека из- за состава, в котором много сернистых соединений таких как: оксид серы, сероводород. В Таблице 5.3. представлены воздействия на человека нефтепродуктов

Таблица 5.3 – Физиологические воздействия на организм, паров и газом содержащихся в нефтепродуктах

Газ	Содержание		Характер и длительность воздействия
	Объем,%	мг/л	
Оксид углерода	0,1	1,25	1 час – тошнота, головная боль, недомогание
	0,5	6,25	20 минут – сильно, полусмертельнок отравление
	1	12,5	1-2 минуты – смертельное
Оксиды азота	0,006	0,15-0,23	Кратковременно – раздражение горла
	0,01	0,48	Продолжительно – опасно для жизни
	0,025	1,2	Смертельное отравление

### Продолжение Таблицы 5.3

Сероводород	0,01- 0,015	0,15-0,23	1 мин – сильное отравление
	0,02	0,031	5-8 мин смертельное отравление, раздражение глаз, носа и горла
	0,1-0,34	1,54-4,62	Быстрое смертельное отравление

Работник, который контактирует с нефтью обязан иметь специальные средства защиты. В нефтяной промышленности на производстве используют респираторы и противогазы различных типов. Противогазы должны соответствовать требованиям безопасности по защите и индивидуальным размерам человеческого лица.

Если отравление не удалось избежать, то необходимо незамедлительно обратиться в медицинскую службу, обеспечить пострадавшему самый свежий воздух, покинуть или вынести его из зоны поражения. Измерить пульс, проверить дыхание, освободить от воротов и поясов, контролировать его состояние до приезда медицинской бригады.

## **5.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

### **Движущие механизмы производственного оборудования и автотранспорт**

Если не соблюдать технику безопасности при движении механизмов и машин, можно получить травму разной тяжести. Безалаберное отношение, невнимательность и отсутствие защитных средств приведёт к ушибам, вывихам и переломам различных частей тела.

Следует проводить мероприятия по предотвращению всевозможных травм, такие как:

- ограждения, которые не позволяют близко подойти к машинам и механизмам, к их вращающимся частям
- неплановая и плановая проверка состояния тормозных механизмов
- своевременное устранение дефектов путем проверки состояния оборудования

Согласно ГОСТ 12.2.062-81 для защиты от этих опасных факторов используются средства защиты, которые всячески препятствуют появлению человека в опасной зоне. Ограждения выполнены в виде решеток, сеток, экранов и кожухов. Они имеют такие размеры и устанавливаются таким образом чтобы полностью исключить доступ рабочего персонала в зону повышенной опасности. При отсутствии или с неисправным ограждений запрещается работа

Профилактические меры включают в себя систематическую проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях механизмов и машин, а также проводить плановую и не плановую проверку на состояние оборудование и производить своевременное устранение дефектов опираясь на ГОСТ 12.2.003-91.

### **Электрический ток**

Большая опасность получить поражение электрическим током существует при работе на станции управления насосом.

Следующие негативное воздействие на человека оказывает электрический ток:

- **электролитическое воздействие** – происходит расщепление крови и иных органических жидкостей в тканях организма, вызывая глобальные изменения в ее физико-химическом составе

- **термическое воздействие** – оставляет на теле рабочего ожоги разных форм и степеней тяжести, перегрев кровеносных сосудов и нарушение функций внутренних органов, через которые может пройти ток.

- **биологическое воздействие** – влечет за собой нарушение работы мышц. Могут возникать серьезные непроизвольные судорожные сокращения мышечных тканей, самое опасное проявление этого на органах дыхания и кровообращения (легкие, сердце). Это может вызвать нарушение их нормальной работы и в том числе абсолютное прекращение их функциональности.

Работа электроустановок на нефтедобывающем предприятии не в коем случае не должна доходить до аварийного режима работы. Поражение человека электрическим током может произойти с таких случаях как:

- касание рабочим, неизолированного от земли, токоведущим металлическим частям электроустановок, которые оказались под напряжением из-за замыкания на корпусе установки;

- при прикосновении однополюсным человеком, не изолированным от земли, к неизолированным частям, механизмам электроустановок, которые находятся под большим напряжением.

Все электроинструменты и электрооборудование, применяемое на производстве, должно иметь заземление и зануление отдельном жилой с сечением не менее сечения рабочих жил или провод (заземляющий) диаметром 18 см<sup>2</sup>. Все проводящие открытые части и механизмы электрооборудования должны иметь защиту от косвенного прикосновения путем заземление заземлителем и соответствовать требованиям ПУЭ (пункт 1.7.51).

Для защиты и профилактики рабочего персонала от поражения электрическим током в случае косвенного прикосновения все электрооборудование обязано быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО) согласно требованиям ПУЭ (пункт 1.7.59).

Для предупреждения рабочего персонала об угрозе и опасности поражения электрическим током, принято широко использовать знаки

безопасности и плакаты. Мероприятия, необходимые для создания безопасных условий перечислены ниже:

- полное соблюдение правил безопасности и требований при работе с электрооборудованием;
- ежегодная аттестация персонала и оборудования;
- инструктаж персонала.

### **Взрывоопасность и пожароопасность**

Основным источником пожара на кустах нефтедобывающего предприятия могут быть:

- электрическое оборудования, работающее неправильно и вследствие сильного нагрева воспламеняется
- неправильное и безалаберное отношение к продуктам отходов
- искры от сварки, на неподготовленном рабочем месте и т.д.
- может произойти взрыв баллона с кислородом или газом, а также канистра бензины с ГСМ.

Последствия от влияния открытого огня на человека могут привести к ожогам различной степени тяжести, вплоть до летального исхода. Взрыв также опасен для жизни человека, но почти всегда, где есть взрыв, там есть и пожар и поэтому нельзя недооценивать степень опасности того или иного.

Для обеспечения пожарной безопасности на мероприятиях, следует руководствоваться «Техническому регламенту о требованиях пожарной безопасности ФЗ №123» от 2008 года, РД-13.220.00-КТН-367-06 и другими документами, утвержденными в установленном федеральном порядке от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. От 02.07.2013).

Кусты, где будут проводиться разные работы, обязаны быть укомплектованными первичными средствами защиты и пожаротушения:

- порошковый огнетушитель ОП-10 в количестве 10 шт. или углекислотные ОУ-10;

- ОУ -10 в количестве 10 шт. или 1 огнетушитель ОП-100 (соответственно ОП-50 в количестве 2 шт.)

- лопаты – 3 шт.
- топор – 1 шт.
- лом – 1 шт.

Допуск рабочего персонала для проведения работ должен осуществляться после прохождения полного противопожарного инструктажа. При изменении специфики работ, необходимо провести внеплановый (внеочередной) инструктаж.

Вся техника, которая может передвигаться в зоне проведения работ, обязана быть обеспечена искрогасителями, изготовленными на заводе.

Компрессоры, опрессовщики и машины, задействованные в производстве огневых и подготовительных работ, должны быть оснащены минимум двумя огнетушителями ОУ-10, ОП-10. Пожаротушение должно производиться специальными средствами:

- огнетушителями
- сухой песок
- стволы воды

На пожароопасных работах, для постоянного контроля, дежурит пожарный экипаж. Для предотвращения маленького очага возгорания помогут подручные средства (одеяла, вода).

### **5.3 Экологическая безопасность**

В Таблице 5.5. представлены вредные воздействия на окружающую среду при операциях ГРП.

Таблица 5.5 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при ГРП.

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земляные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация, восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стояния техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, мусора загрязненной земли и т.д.
Лес и лесные ресурсы	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков, и другие меры ухода за лесополосой.
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полом, использование вырубленной древесины
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций.	Попентная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, рассолами и т.д.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; Сооружения водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора



Продолжение Таблицы 5.5

	Загрязнения бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики и т.д.)
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивание отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и др.
	Загрязнение подземных вод при смешении водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками
Недра	Нарушения состояния геологической среды (подземные воды и т.д.)	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и на выработках
	Не комплексное изучение недр	Научные исследования по повышению комплексности изучения недр
	Не полное использование извлеченных из недр полезных ископаемых	Организация рудных отвалов и складов

Продолжение Таблицы 5.5

Животный мир	Распугивание, нарушения мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных
--------------	---	---

### **Безопасность при чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка, созданная при аварии на определенной территории, опасное природное явление, катастрофа, стихийное бедствие, которые причинить вред окружающей среде, повлечь человеческие жертвы, ущерб для здоровья людей, материальные потери и нарушения привычной жизнедеятельности людей.

ЧС могут возникать в результате воспламенения, стихийных бедствий, разрушение корпуса или нарушение герметичности разных элементов, через который проходит газ или нефть, а также при неконтролируемом нефтегазопроявлении. Если произойдет случай стихийных бедствий или авария, должен быть предусмотрен план по ликвидации последствий этих катастроф.

Самые серьезные чрезвычайные ситуации чаще всего происходят из-за разрушения корпуса, нарушение герметичности любого элемента и неконтролируемом нефтегазопроявлении.

При обнаружении утечек, обязательно необходимо принять меры по предотвращению утечки и возможного воспламенения. Обнаружить утечки возможно при помощи газоанализатора или мыльного раствора.

Мероприятия для устранения ЧС:

- незамедлительно сообщить непосредственному начальнику о ЧС или ее возможном возникновении, собрать бригаду для быстрого реагирования на ЧС;
- если возникла ЧС первым делом необходимо отключить автоматику;

- предпринять все меры по устранению ЧС, в случае несвоевременного обнаружения пока не приехала бригада;

Если полностью пострадал узел связи, запустить сигнальную ракету, чтобы предупредить и позвать на помощь

Газонефтеволопроявление – ситуация при которой поступление флюида из пласта скважину и через скважину на поверхность можно приостановить или регулировать поступление флюида с помощью противовыбросового оборудования.

Газонефтеволопроявление является причиной не только нарушения процесса бурения, но и тяжелых аварий с большим количеством жертв и пострадавших.

Главный способ, который позволит управлять состоянием скважины в случае начавшегося притока пластовой жидкости и предотвратит нерегулируемые выбросы – герметизация устья правильно подобранным противовыбросовым оборудованием.

Для предотвращения открытого фонтанирования и выбросов углеводородов необходимо применить следующие действия (согласно «Инструкции по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности» РД 08-254-98 с учетом специфики работ, проводимых на территории Западной Сибири):

- 1) Закрывать и герметизировать устья скважины противовыбросовыми превенторами, постоянно следить за их исправностью, проверять надежность их системы правления и устранять выявленные дефекты своевременно;

- 2) Держать на постоянном контроле качество промывочной жидкости, которая выходи из скважины, особенно ее плотность и газосодержание, при бурении горизонта с повышенным коэффициентом аномальности, в особенности к газовому горизонту непрерывно вести наблюдение за промывочной жидкостью;

3) Перед вскрытием аномального горизонта заблаговременно увеличить плотность бурового раствора до уровня чтобы обеспечить достаточный уровень избытка давления над пластовым, и не допустить падения давления жидкости ниже уровня давления из пласта

4) Очень тщательно дегазировать промывочную жидкость на выходе из скважины, в случае высокого уровня газосодержание, приостановить углубление скважины и не прекращая циркуляцию, заменить жидкость с повышенным газосодержанием на новую, с более повышенной плотностью

5) Непрерывны следить за тем, чтобы, пластовый газ в дегазаторах полностью удалялся из промывочной жидкости, если дегазации неполная, проверить исправность дегазаторов, или установить дополнительный

б) При бурении газоносного горизонты, хорошей дегазации бурового раствора, газосодержание очень велико, уменьшить скорость проходки чтобы опасность выброса была предотвращена до минимума;

7) Всегда иметь с запасом запас промывочной жидкости, в частности для прохождения зон с аномально высоким давлением, в количестве два и более объёма скважины;

8) При извлечении колонны буровых труб, контролировать уровень жидкости и смотреть чтобы он всегда был у устья, путем доливания при извлечении;

9) В составе колонны иметь шаровой кран высокого давления

10) Не допускать длительного простоя скважины без промывки

11) Восстановление циркуляции при каждой промывки необходимо осуществлять при закрытом противовыбросом оборудование. Превентор можно открыть только тогда, когда вся газированная жидкость вышла из скважины и избыточное давление снизилось на выходе до атмосферного

### **Законодательно регулирование проектных решений**

Газовые и нефтяные скважины несет негативный вред на окружающую среду, как и любой предмет человеческой деятельности. И помимо правил и

норм эксплуатации, для снижения плохих воздействий на экологию, государством приняты ряд законов, которые регулируют деятельность компаний и обслуживающих организаций.

Таким же образом со стороны государства регулируется и действия организаций при ЧС. По закону РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуация природного и техногенного характера»

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка, созданная при аварии на определенной территории, опасное природное явление, катастрофа, стихийное бедствие, которые причинить вред окружающей среде, повлечь человеческие жертвы, ущерб для здоровья людей, материальные потери и нарушения привычной жизнедеятельности людей. Целями этого Федерального закона являются:

- предупреждение развития и возникновения ЧС;
- снижения уровня ущерба и потерь в случае ЧС;
- ликвидация ЧС;
- разделение полномочий в сфере защиты населения и территорий от ЧС между федеральными службами и органами исполнительной власти субъектов РФ, органами местного самоуправления.

Основными задачами государственной системы предупреждения и ликвидации ЧС являются:

- разработка и реализация правовых и экономических норм по обеспечению защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- осуществление целевых и научно-технических программ, направленных на предупреждение чрезвычайных ситуаций и повышение устойчивости функционирования организаций, а также объектов социального назначения в чрезвычайных ситуациях;

- обеспечение готовности к действиям органов управления, сил и средств, предназначенных и выделяемых для предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- сбор, обработка, обмен и выдача информации в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- подготовка населения к действиям в чрезвычайных ситуациях, в том числе организация разъяснительной и профилактической работы среди населения в целях предупреждения возникновения чрезвычайных ситуаций;
- организация оповещения населения о чрезвычайных ситуациях и информирования населения о чрезвычайных ситуациях, в том числе экстренного оповещения населения;
- прогнозирование угрозы возникновения чрезвычайных ситуаций, оценка социально-экономических последствий чрезвычайных ситуаций;
- создание резервов финансовых и материальных ресурсов для ликвидации чрезвычайных ситуаций;
- осуществление государственной экспертизы, государственного надзора в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций;
- ликвидация чрезвычайных ситуаций;
- осуществление мероприятий по социальной защите населения, пострадавшего от чрезвычайных ситуаций, проведение гуманитарных акций;
- реализация прав и обязанностей населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций, а также лиц, непосредственно участвующих в их ликвидации;
- международное сотрудничество в области защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Примененная с дополнениями автора методика для увеличения эффективности подбора скважин-кандидатов для ГТМ с использованием теории нечетких множеств. ТНМ существенно оптимизирует отбор скважин по единому геологическому критерию и позволяет внести непрерывный весовой коэффициент, другими словами оценку, которая помогает определить и ранжировать наиболее эффективные скважины-кандидаты для ГТМ с точки зрения геологии.

Добавленный к списку скважин с рассчитанным критерием (ЕГК), отбор по технологическим параметрам позволяет на стадии оценки откинуть заведомо худших кандидатов и существенно сократить список, оставив наиболее успешных кандидатов с точки зрения геологии и технологического состояния.

В данной работе методика была применена на таких ГТМ как вывод из бездействия (ВБД) и перевод и/или приобщения (ПП) пластов, и позволила сократить список кандидатов с 350 до 30, для более детального рассмотрения.

Методика значительно сокращает время и трудозатраты для анализа скважин-кандидатов для ГТМ., тем самым увеличивая эффективность и качество отбора. Также планируется опробовать методику для работающих скважин, и посмотреть какой эффект она покажет для них.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

Используемая литература:

- 1) Тимонов А.В. Системный подход к выбору геолого-технических мероприятий для регулирования разработки нефтяных месторождений: дисс. ...канд. техн. наук. – Уфа., 2010. – 151с.
- 2) Колтун А.А. Оценка эффективности и оптимальное планирование геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях дисс. ...канд. техн. наук. – Москва, 2005. – 112с.
- 3) Mehrgini, B., Memarian, H., Fotouhi, A., Moghanian, M. Recognizing the effective parameters and their influence on candidate-well selection for hydraulic treatment by decision making method. Kuala Lumpur, Malaysia, 10-12 December 2014. – 9 p.
- 4) Алтунин А.Е., Гордеев А.О., Земцов Ю.В., Зимин П.В., Семухин М.В. Разработка алгоритмов автоматизированного подбора геолого-технических мероприятий и критериев ранжирования скважин-кандидатов на основе нечетких множеств // Нефтяное хозяйство. – 2016. – С.94-99.
- 5) Перминов Д.Е., Валеев С.Е. Кластерный анализ с использованием элементов нечеткой логики с целью автоматического поиска скважин-кандидатов для проведения геолого-технических мероприятий // Научно-технический вестник ОАО «НК Роснефть». – 2013. – С.31-35
- 6) Кашапов А. Применение теории нечетких множеств для поиска скважин-кандидатов на проведение геолого-технических мероприятий. Москва, Россия, 26-28 октября 2015.
- 7) <https://rogtecmagazine.com/wp-content/uploads/2016/09/04-RN-Nyaganneftegas.pdf>



## Приложение А

### Раздел 1

### Brief overview of the field Vakhsky

Студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2ТМ61	Пермяков Максим Станиславович		

Консультант школы отделения (НОЦ) \_\_\_\_\_ ИШПР, ОНД \_\_\_\_\_ :

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ведущий эксперт ЦППС НД ТПУ	Чернова О.С.	к.г.-м.н		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы \_\_\_\_\_ ИШПР, ОНД \_\_\_\_\_

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
доцент	Максютин К.Ю.	к.п.н.		

## **1. Brief overview of the field vakhsky**

The Vakhsky oil field was discovered in 1965 and put into commercial operation in 1976. The shift camp Vakh is located in the northern part of the field. The field is being developed by UDNG of OAO Tomskneft VNK.

### **1.1 Physico-geographical characteristics**

The Vakhsky oil field is territorially located in the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, in the Nizhnevartovsk District of the Tyumen Region, 110 km from the city of Nizhnevartovsk and 70 km from the city of Strezhevoy. The main part of the field is characterized by an even relief and great marshiness. About 70% of the territory is occupied by marshes, and floodplains are abundant in the channels, lakes and old people.

From the industrial center - the city of Tomsk to the city of Strezhevoy the distance is 931 km. The boundaries of the Vakhsky license area are held in accordance with the subsoil use license. The license area is located in the middle reaches of the rivers of Trajgorod and the Vakh River and its area is about 770 km<sup>2</sup>. Oil from the Vakhsky oil field flows through the pipeline to the Soviet field at the central pumping station (CPS) from where it enters the Nizhnevartovsk-Anzhero-Sudensk pipeline. The gas released from oil during development is compressed and supplied through the gas pipeline to consumers in Strezhevoi and the Nizhnevartovsk Gas Processing Plant (GPP).

In the region, the continental climate, accompanied by severe Siberian long winter and very short summer, the snow cover is stable at the level of nine months. The hottest month is July and the average temperature is + 17.5<sup>0</sup>C, and the coldest month is January and its average temperature is -21.5<sup>0</sup>C. From December to February, the harshest part of winter lasts and its absolute minimum is -51<sup>0</sup>C, and the absolute maximum is respectively registered in the hottest month of July an is +

30°C. The frost-free period lasts an average of about 110 days. Precipitation is distributed unevenly and depend from meteorological conditions and especially terrain. The average annual level of precipitation is 500 mm. 60% of precipitation falls in summer (from May to September), the remaining 40% in winter (from November to March). The main water bodies are represented by a river network of large rivers Vakh (right-bank tributary of the Ob River), r. Ratkankoegan, r. Ershovaya Rechka (right-bank tributaries of the Vakh River) as well as streams that have no names and small left-bank tributaries Bolshoy and Maly Uray, Trikhorodskaya, Nikulinsky Pasil and others. A very large technogenic load flows into the central pumping station (CPP), pile sites and pipeline crossings, since streams flow into the channel.

The nature of the watercourses and the water regime of the territory under consideration can be attributed to rivers with spring-summer floods and floods in the warm season. The Vakhsky license area for soil-geographical zoning is referred to the middle taiga subzone of podzolic and bog soils. On the territory under consideration, there is a flat relief (small amplitude of heights, shallow valleys of river valleys).

## **1.2 Brief geological description**

The geological section at the Vakhsky field is represented by terrigenous deposits of the Mesozoic-Cenozoic cover, which lie unconformably on the diffuse surface of the pre-Jurassic folded basement. On the territory of the licensed area, the areas of Vakhsky and Koshilsky areas are singled out, the geological sections of these sections coincide, and the boundary between them is made conditionally on the basis of tectonic disturbances. The industrial oil content refers to the deposits of the Jurassic and Paleozoic ages. In this paper, only a part of the seams will be considered, namely, the seams of the  $U_1^1$ ,  $U_1^2$  and  $U_1^3$  of the Vasyugan suite of the Upper Jurassic.

**The  $U_1^1$  formation** within the Vakhsky area is distributed by 7 oil reservoirs of the reservoir type, lithologically and / or tectonically screened. The size of the deposits varies from 1.1 x 1.2 km to 8 x 17.3 km, and height from 2 to 5 meters.

**The  $U_1^{2+3}$  formation** within the Vakhsky area is distributed by 8 oil reservoirs of the reservoir type, lithologically and / or tectonically screened. The size of the deposits varies from 0.2-0.7 x 0.3 km, and the height varies from 30 to 126 meters. Since the Yu13 formation has a very small area distribution on the Vakhsky area, the layers  $U_1^2$  and  $U_1^3$  are combined into one development object. In Figure 1, it can be shown how widespread the deposits are within the Vakhsky area.

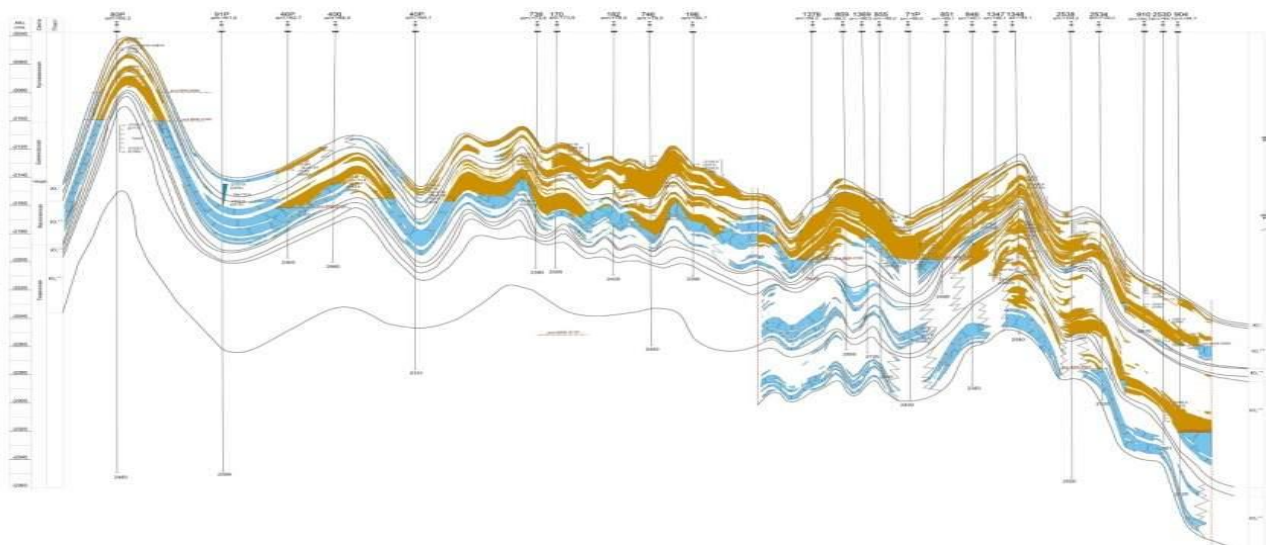


Figure 1 – Formation  $U_1^1$ ,  $U_1^2$  and  $U_1^3$  of the Upper Jurassic group on the Vakhsky area

Oil from  $U_1^1$  and  $U_1^{2+3}$  formations Vakhsky area according to the classification is light, low-sulfur, low-viscous, resinous, paraffinic with a high yield of light fraction. The dissolved gas can be characterized by the following parameters: gas content 84 m<sup>3</sup> / t, gas density with step-wise oil separation of 1.093 kg / m<sup>3</sup> methane content of 63.62%.

### 1.3 Brief stratigraphic description of the cross-section

In the 1990's new exploration data on the geological structure of the Paleozoic, Jurassic and Cretaceous sediments were obtained during the additional exploration of large oil and gas accumulation zones, based on the integration of geological and geophysical information on the area of the Vakhsky oil field. Only a part of the stratigraphic section will be considered, which is directly connected with the formation of  $U_1^1$  and  $U_1^{2+3}$  and the oil and gas bearing.

### **Mesozoic group**

### **Jurassic system**

### **Medium + Upper section**

### **Vasyuganskaya suite**

Within the Vasyugan suite there is a Lower Vasyugan subsuite, between-coal thickness, under coal and above coal formations.

The Lower-Vasyugan subsuite is represented by gray, homogeneous, from brown to black argillites. The deposits of pyrite and siderite which are present in it testify to the partially unstable, rather lagoon, conditions of its deposition. The thickness varies from 2 to 24 meters. The subglacial stratum is covered by an angular formation, and is underlain by clays of the Lower Vasyugan subsuite. Between-coal formation is divided into two packs, according to the peculiarity of the consistency of individual lithological units: the lower sandy sandstone excreted in the  $U_1^3$  stratum, the upper sandy-argillaceous which is correlated with the  $U_1^2$  layer. The segregation between these packs mainly occurs either by coal interlayers, or by the spaces of low-power carbonized sandstones. Clays, which were deposited in the shallows of the Lower Vasyugan subsuite in the sole, and the coastal-continental coals in the roof indicate a regressive cycle of its structure. The lower pack of the sequence, according to the data of geophysics, has an inhomogeneous structure. Heterogeneity is manifested as granulometric, and the wide distribution of interlayers of carbonized sandstone is noted. The upper part of the reservoir is lithologically represented by a medium-fine granular brownish gray homogeneous sandstone with concretions of pyrite. The presence of fine-medium-grained fractions indicates a poor sorting of sandy material. The rock has horizontally-layered structure, wavy, clearly expressed

by clayey or carbonaceous-clay material, mainly siderite. The thickness of the Vasyugan suite may vary in area from 50 to 100 meters.

### Upper section

#### Georgievskaya Formation

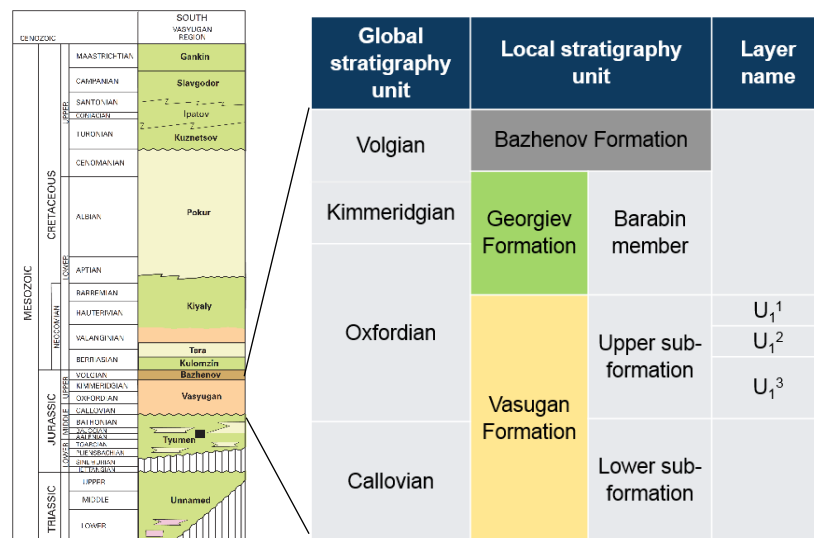
It is represented by dark gray, black-brown and black argillites like clay with a tile structure, accumulated in marine conditions. An admixture of sandy-siltstone material of pyrite and glauconite is observed. The maximum thickness of the suite can be up to 8 meters.

### Upper section

#### Bazhenov Formation

The final stage of the sedimentation of the Jurassic deposits occurs in the clay rocks of the Bazhenov suite, represented by deep-seated dark gray mudstones with a brown tinge. The thickness of the sediments does not exceed 30 meters. The Bazhenov suite is the main source of oil in the territory of Western Siberia.

Figure 2 shows a stratigraphic section from a section within reservoir rocks.



#### EXPLANATION

- Mainly sandstones
- Volcanic rocks
- Sandstones and shales
- Lacuna
- Mainly shales
- Unconformity
- Organic-rich siliceous
- Coal

Figure 2 - Stratigraphic section of reservoirs

## 1.4 Tectonic structure

The group of structures (Vakhskaya, Yuzhno-Vakhskaya, Vostochno-Vakhskaya, Severo-Vakhskaya) is connected with the Vakhsky field, united in a large brachianticlinal fold, having an irregular shape and located in the northern part of the Krivolutsk shaft, which complicates part of the Alexander arch. The Vakh structure, represented by the brachianticall fold of the sub-meridian strike, occupies the highest position along the reflecting horizon IIa. The dimensions are 22 x 15 km, the amplitude is 60 meters. Wings are symmetrical and closer to the central structure can be complicated by noses and dives. The axis of the Vakh structure sinks smoothly in the direction of the north, and in the south, it weakly undulates.

## 1.5. Oil and gas bearing

Within the Aleksandrovsky arch, the industrial oil content of the Vakhsky field, as mentioned above, is confined to the deposits of Paleozoic, Jurassic and Cretaceous. In this work, only Jurassic deposits will be involved, in particular, the layers  $U_1^1$ ,  $U_1^2$  and  $U_1^3$  in which oil-bearing capacity has been established.

Oil reservoir of formation Yu11 are found on all structures of the Vakhsky area and occupy an elevated zone. The industrial oil-bearing capacity, proved by the results of production logging data and well test data, over most of the field, indicates that the Yu11 reservoir is well developed and its average effective oil-saturated thickness is 12.4 meters in the field. The largest value of 24.5 meters is common in the northern part of the field. Also, in the northern part the reservoir has substitutions by impenetrable rocks. VNK in absolute marks is accepted 2168 - 2201 - 2207 - 2216 meters. The reservoir is a reservoir, lithologically limited. The dimensions are 6.8 x 7.5 km.

The formation  $U_1^{2+3}$  has a complex morphological structure in the section, and is uniformly distributed over the area (relatively uniformly). At a depth of 2,293-2,323 meters, it was opened. It is represented by alternating aleuritic-sandy outages

with carbonized and clay interlayers. Effective oil-saturated thicknesses range from 1 to 21.4 meters. The reservoir is reservoir, the arch is partially lithologically limited.



## Приложения Б

Таблица Б.1 – Рассчитанный ЕГК скважин для ВБД с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК
1325	0,5136	124	0,0593	654	0,0272	80P	0,0089
797	0,3407	1231	0,0575	286	0,0270	720	0,0084
681	0,3378	1101	0,0573	320	0,0266	346	0,0083
1130	0,3358	1395	0,0566	1102	0,0263	253	0,0081
779	0,3345	154	0,0559	540	0,0255	973	0,0081
1350K	0,3306	878	0,0557	365	0,0251	329	0,0081
1326	0,3052	748	0,0555	284	0,0249	285	0,0078
1304	0,3013	229	0,0549	877	0,0248	1285	0,0076
2506	0,2977	342	0,0546	170	0,0248	1026	0,0076
208	0,2849	184	0,0536	1441	0,0246	363Б	0,0076
1124	0,2629	186	0,0533	1526	0,0242	747	0,0074
233	0,2522	418	0,0519	77P	0,0232	1444	0,0072
810_1	0,2517	262	0,0519	414K	0,0230	294	0,0068
689	0,2330	1448	0,0518	174	0,0230	161	0,0066
195	0,2327	285K	0,0515	386	0,0223	1006	0,0065
1319	0,2116	248	0,0513	793	0,0220	816	0,0065
726	0,2110	260	0,0510	159	0,0215	560	0,0064
722	0,2105	1445	0,0500	335	0,0215	1227	0,0063
1310	0,2069	1016	0,0498	271	0,0214	962	0,0061
25P	0,1916	319	0,0494	713	0,0213	367	0,0059
1317	0,1857	23P	0,0492	28P	0,0211	316	0,0059
762	0,1812	211	0,0489	238	0,0210	715	0,0057
156	0,1796	627	0,0489	1218	0,0210	78P	0,0057
378	0,1625	432	0,0482	737	0,0207	280	0,0056
840	0,1601	416	0,0479	880	0,0205	317	0,0055
1055	0,1584	1057	0,0474	1096	0,0204	193	0,0054
88P	0,1570	322	0,0473	1015	0,0202	2006	0,0053

Продолжение Таблицы Б.1

137	0,1482	1342	0,0471	89P	0,0202	1201	0,0051
1358	0,1458	250	0,0470	275	0,0201	979_1	0,0050
1283	0,1441	1245	0,0469	392	0,0193	37P	0,0049
1054	0,1371	251	0,0466	826	0,0191	1204	0,0048
215	0,1360	110	0,0465	276K	0,0190	1385	0,0046
730	0,1352	202	0,0461	795	0,0189	34P	0,0046
261	0,1345	417_1	0,0454	324K	0,0188	2031	0,0045
808	0,1328	142	0,0453	363	0,0187	315	0,0045
668	0,1321	204	0,0449	547	0,0186	1393	0,0044
136_1	0,1256	399	0,0440	827	0,0182	278	0,0042
214	0,1215	735	0,0440	283	0,0181	296	0,0041
1034	0,1213	856	0,0436	1301	0,0180	279	0,0036
114	0,1143	132	0,0433	314	0,0174	1335	0,0035
105	0,1116	422	0,0426	160	0,0171	2012	0,0035
377	0,1110	777	0,0425	848	0,0171	104	0,0034
30P	0,1106	1092	0,0417	38P	0,0170	394	0,0034
745	0,1104	330	0,0411	191	0,0169	42P	0,0033
616	0,1083	548	0,0410	550	0,0168	10P	0,0033
201	0,1068	150	0,0410	391_1	0,0161	241	0,0032
226	0,0989	1080	0,0402	128	0,0157	74P	0,0031
115_1	0,0981	247	0,0401	18P	0,0156	960	0,0029
239	0,0979	225	0,0401	352	0,0155	1042	0,0029
1374	0,0975	1318	0,0397	569	0,0151	1384	0,0027
1303	0,0965	355	0,0395	1103	0,0150	300K	0,0025
2097	0,0951	177	0,0393	102	0,0146	17P	0,0025
106	0,0949	721	0,0389	332	0,0146	356	0,0025
318	0,0934	1542	0,0388	536	0,0146	982	0,0025
778	0,0920	374	0,0386	566	0,0144	14P	0,0025
1109	0,0861	139	0,0384	801	0,0144	855	0,0025
181	0,0855	362	0,0379	591	0,0143	15P	0,0023
1544	0,0842	109	0,0376	563	0,0142	1047	0,0022
252	0,0837	149	0,0373	337	0,0142	351	0,0022

425	0,0829	1079	0,0364	224	0,0140	376	0,0021
809	0,0829	188	0,0364	1104	0,0139	349	0,0020
2106	0,0825	1559	0,0363	1437	0,0137	1011	0,0019
230Б	0,0823	270	0,0361	324	0,0137	961	0,0018
1561	0,0808	237	0,0358	2076	0,0133	1388	0,0016
1123	0,0805	419	0,0350	1108	0,0132	1407	0,0016
343	0,0801	1328	0,0348	1110	0,0131	40P	0,0014
1078	0,0783	1426	0,0346	45P	0,0130	366	0,0013
234	0,0782	427P	0,0346	11P	0,0129	32P	0,0013
528	0,0779	308	0,0345	647	0,0128	984	0,0012
227	0,0772	144	0,0343	16P	0,0127	81P	0,0010
825	0,0755	552	0,0335	592	0,0127	1077	0,0008
263_1	0,0755	112	0,0333	255	0,0125	1371	0,0008
185_1	0,0747	243	0,0332	146	0,0120	1380	0,0007
228	0,0731	207	0,0329	254	0,0120	387	0,0007
134	0,0725	165	0,0328	2543	0,0117	108P	0,0006
1418	0,0721	2066	0,0321	800	0,0116	1389	0,0005
209	0,0718	397	0,0321	312	0,0110	75P	0,0004
395	0,0711	197	0,0320	263K	0,0109	79P	0,0004
524	0,0700	1048	0,0313	1300	0,0106	691	0,0004
26P	0,0684	199	0,0305	604	0,0105	187	0,0003
273	0,0673	702	0,0302	266	0,0104	33P	0,0003
707	0,0669	341	0,0299	1425	0,0104	46P	0,0003
27P	0,0665	310	0,0299	266Б	0,0102	20P	0,0002
206	0,0660	421	0,0299	276	0,0102	300	0,0001
542	0,0660	295	0,0298	293	0,0101	12P	0,0001
523	0,0652	340	0,0296	203	0,0101	39P	0,0000
21P	0,0647	2503	0,0288	162	0,0100	245	0,0000
158	0,0636	1128	0,0284	1368	0,0100	407	0,0000
333	0,0634	411	0,0279	1077Б	0,0097	1424	0,0000
890	0,0628	29P	0,0278	736	0,0096	304P	0,0000
414	0,0604	412	0,0277	19P	0,0092	36P	0,0000
258	0,0597	22P	0,0276	87P	0,0092	76P	0,0000
643	0,0596	299	0,0274	249	0,0092	86P	0,0000

Таблица Б.2 – Рассчитанный ЕГК скважин для ПП с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК
803	0,3727	2004	0,0231	642	0,0078	1347	0,0023
690	0,3092	580Б	0,0228	2538	0,0075	887	0,0023
701	0,2837	608	0,0228	325	0,0075	562	0,0022
876	0,2445	669	0,0227	1416	0,0075	1272	0,0022
1527	0,2205	579	0,0223	674	0,0075	811	0,0022
818	0,2166	649	0,0223	305	0,0074	2070	0,0021
796	0,2065	634	0,0217	1216	0,0073	861	0,0021
1233	0,1994	8027	0,0217	1230	0,0071	870	0,0021
678	0,1333	555	0,0217	306	0,0071	2072	0,0021
2085	0,1283	1009	0,0215	2548	0,0070	858	0,0020
729_1	0,1141	644	0,0204	2050	0,0069	959	0,0020
630	0,1133	1241	0,0198	881	0,0068	1223	0,0020
685	0,1051	2095	0,0198	621	0,0067	326Б	0,0019
2011	0,1035	545	0,0197	588	0,0066	1050	0,0019
659	0,0956	872	0,0196	612	0,0064	871	0,0018
672	0,0938	2022	0,0194	776	0,0064	1014	0,0018
717	0,0901	609	0,0193	967	0,0064	1367	0,0018
686	0,0894	636	0,0186	764	0,0062	350	0,0018
699	0,0882	602	0,0183	623	0,0062	946	0,0017
660	0,0860	554	0,0180	851	0,0061	744	0,0017
629	0,0855	1259	0,0179	886_1	0,0060	1380Б	0,0017
543	0,0842	830	0,0176	820Б	0,0060	570	0,0016
658	0,0820	1210	0,0173	1106	0,0060	71P	0,0016
664	0,0767	711	0,0173	625	0,0060	2007	0,0016
1008	0,0766	2086	0,0170	1284	0,0059	829	0,0015
682	0,0754	587	0,0166	692	0,0059	850	0,0015
673	0,0722	573	0,0165	576	0,0058	1041	0,0015
648	0,0700	645	0,0165	1366Б	0,0054	2047	0,0015
590	0,0673	230	0,0165	544	0,0053	404	0,0014
530	0,0647	1035	0,0164	8035	0,0052	812	0,0014
1132	0,0615	1003	0,0161	2029	0,0051	2043	0,0014
671	0,0614	302	0,0159	823	0,0051	1212	0,0013
1280	0,0604	2098	0,0159	2039	0,0050	2102	0,0013
1350Б	0,0593	981	0,0158	637	0,0050	2518_1	0,0013

Продолжение Таблицы Б.2

684	0,0580	845	0,0156	1417	0,0048	401	0,0012
527	0,0559	613	0,0155	878Б	0,0047	868	0,0012
2522	0,0555	1261	0,0146	584	0,0045	983	0,0012
661	0,0543	537	0,0145	820	0,0045	585	0,0012
8032	0,0535	2061	0,0144	859	0,0044	1529	0,0012
1043	0,0524	1203	0,0144	8302	0,0043	867	0,0011
614	0,0518	882	0,0138	2018	0,0043	2010	0,0010
1202	0,0513	2008	0,0138	73P	0,0042	743	0,0010
667	0,0499	628	0,0136	345_2	0,0041	294Б	0,0010
1226_1	0,0498	704	0,0135	532	0,0041	72P	0,0009
594	0,0481	916	0,0130	2045	0,0040	595	0,0009
605	0,0470	1408	0,0128	847	0,0040	831	0,0008
696	0,0468	2020	0,0127	8067	0,0040	847Б	0,0008
1237	0,0467	8034	0,0126	852	0,0040	749	0,0007
533	0,0467	835	0,0126	680	0,0040	599	0,0007
617	0,0464	857Б	0,0126	558	0,0039	864	0,0007
670	0,0434	2009	0,0125	846	0,0039	1207	0,0007
549	0,0429	645Б	0,0125	1111	0,0039	863	0,0007
577	0,0429	974	0,0123	641	0,0039	2060	0,0006
2003	0,0426	926	0,0121	606	0,0039	620	0,0006
2049	0,0422	72Б	0,0120	666	0,0038	932_1	0,0006
598_2	0,0415	873	0,0116	828_2	0,0038	914	0,0006
1237Б	0,0414	539	0,0114	1363	0,0037	883	0,0006
2059	0,0388	698	0,0114	2525	0,0037	849	0,0006
657	0,0386	546	0,0113	291	0,0037	586	0,0006
2067	0,0378	2030	0,0110	2044	0,0036	8063	0,0006
529	0,0376	561	0,0110	2051	0,0036	1369_2	0,0006
578	0,0370	298	0,0109	1235	0,0035	1523	0,0006
1524	0,0368	1220	0,0107	2033	0,0035	1205	0,0005
2094	0,0367	607	0,0106	572Б	0,0034	9001	0,0005
701Б	0,0367	581	0,0106	966	0,0034	1422	0,0005
287_2	0,0358	650	0,0105	611	0,0034	651	0,0005
1215	0,0352	1007	0,0104	624	0,0034	2547	0,0005
2065	0,0351	710	0,0104	1397	0,0034	945	0,0004
727	0,0350	2088	0,0101	662	0,0033	8064	0,0004
751	0,0336	601	0,0100	8316	0,0032	860	0,0003
874	0,0323	1406	0,0100	8314	0,0032	638	0,0003
631	0,0315	1260	0,0098	968	0,0030	282	0,0002

Продолжение Таблицы Б.2

693	0,0310	2038	0,0096	2080	0,0030	8031	0,0002
531	0,0308	557_1	0,0095	1037	0,0030	8061	0,0002
705	0,0303	8023	0,0095	839	0,0029	838	0,0001
8331	0,0301	766	0,0095	1389Б	0,0028	1012	0,0001
1024	0,0299	2104	0,0094	1225	0,0028	770	0,0001
615	0,0299	646	0,0090	596	0,0027	879	0,0001
2005	0,0293	2068	0,0088	437	0,0027	8029	0,0001
695	0,0292	675	0,0087	1351	0,0027	815	0,0000
295Б	0,0275	805	0,0086	2108	0,0027	1347	0,0023
290	0,0265	688	0,0086	632	0,0027	887	0,0023
819	0,0256	347	0,0086	1258	0,0025	562	0,0022
1353	0,0254	1046	0,0085	938	0,0024	1272	0,0022
626	0,0253	1040	0,0084	854	0,0024	811	0,0022
772	0,0253	2037	0,0083	821	0,0024	2070	0,0021
794	0,0248	942	0,0082	773	0,0024	861	0,0021
2048	0,0247	687	0,0081	679	0,0024	870	0,0021
603	0,0246	1127	0,0080	862	0,0023	2072	0,0021
844	0,0242	572	0,0080	975	0,0023	858	0,0020
683	0,0242	8315	0,0079	1028	0,0023	959	0,0020
2546	0,0239	709	0,0079	2528	0,0023	1223	0,0020
568	0,0234	597	0,0079	1562	0,0023	326Б	0,0019

Таблица Б.3 – Рассчитанный ЕГК скважин для ВБД с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>

№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК
312	0,6190	967	0,1098	974	0,0332	959	0,0106
572	0,5934	715	0,1071	645	0,0327	88Р	0,0104
324	0,5628	626	0,1060	350	0,0304	2006	0,0101
285	0,5119	278	0,1029	2540	0,0299	1525	0,0098
291	0,4852	1011	0,1027	701	0,0292	1265	0,0097
573	0,4691	984	0,1024	928	0,0290	888	0,0097
326Б	0,3493	992_1	0,1024	2543	0,0288	1227	0,0095
569	0,3404	809	0,1005	908	0,0286	202	0,0091
570	0,3333	1006	0,0997	1126	0,0286	1231	0,0090
1300	0,3271	799	0,0979	735	0,0283	810_1	0,0089
1376	0,3204	2522	0,0978	1057	0,0279	530	0,0084
883	0,3094	717	0,0975	18Р	0,0270	1039	0,0083

294	0,2865	554	0,0971	1048	0,0267	923	0,0082
597	0,2692	667	0,0954	42P	0,0266	773	0,0082
279	0,2632	241	0,0940	1127	0,0264	1130	0,0081
599	0,2627	1369_2	0,0921	935	0,0259	2517	0,0081
1201	0,2520	2072	0,0919	340	0,0250	1256	0,0074
10P	0,2505	848	0,0913	1112	0,0249	2007	0,0073
945	0,2430	651	0,0911	991	0,0237	911	0,0073
878	0,2403	1350Б	0,0898	400	0,0234	25P	0,0072
266Б	0,2359	550	0,0898	533	0,0233	801	0,0070
1358Б	0,2309	1389Б	0,0843	377	0,0227	2518_1	0,0070
15P	0,2103	652	0,0829	1203	0,0220	38P	0,0069
879	0,2037	1009	0,0827	708	0,0220	918	0,0068
842	0,1941	616	0,0819	706	0,0216	356	0,0068
816	0,1911	840	0,0812	890	0,0216	2027	0,0066
647	0,1882	921_1	0,0811	1244	0,0215	76P	0,0065
604	0,1860	37P	0,0803	72P	0,0213	1543	0,0064
973	0,1840	596	0,0782	1022	0,0212	543	0,0064
335	0,1818	1342	0,0766	827	0,0211	765	0,0061
316	0,1788	1381	0,0764	1209	0,0209	1380	0,0060
645Б	0,1771	333	0,0746	2016	0,0201	685	0,0057
601	0,1766	1368	0,0732	34P	0,0192	40P	0,0054
313	0,1745	873	0,0709	29P	0,0192	699	0,0054
612	0,1663	736	0,0709	2066	0,0192	721	0,0052
669	0,1661	2104	0,0679	1228	0,0188	532	0,0051
1396	0,1651	743	0,0677	1283	0,0186	528	0,0049
295	0,1632	617	0,0670	1012	0,0185	524	0,0048
238	0,1607	976	0,0665	252	0,0180	713	0,0047
329	0,1589	22P	0,0662	1204	0,0178	806_1	0,0041
870	0,1577	23P	0,0652	885	0,0176	1206	0,0041
646	0,1575	1371	0,0646	689	0,0171	600	0,0040
237	0,1532	268	0,0645	794	0,0170	21P	0,0039
744	0,1529	726	0,0637	696	0,0169	32P	0,0037
2107	0,1523	649	0,0630	28P	0,0167	961	0,0036
16P	0,1515	351	0,0628	730	0,0167	86P	0,0035
812	0,1477	1225	0,0614	276K	0,0165	1424	0,0035
280	0,1463	1212	0,0604	349	0,0161	2524	0,0034
719	0,1445	1310	0,0577	1285	0,0151	1038	0,0034
1350K	0,1383	654	0,0563	1286	0,0142	33P	0,0033
547	0,1359	1544	0,0546	826	0,0139	712	0,0032

Продолжение Таблицы Б.3

608	0,1356	2076	0,0519	1528	0,0138	2541	0,0028
1561	0,1347	2008	0,0485	940	0,0136	1133	0,0027
836	0,1342	820	0,0479	2530	0,0136	960	0,0023
211	0,1332	747	0,0464	8027	0,0131	536	0,0022
1261	0,1319	658	0,0458	1111	0,0130	1055	0,0022
868	0,1296	738	0,0458	1042	0,0125	552	0,0021
199	0,1286	360	0,0433	714P	0,0123	523	0,0021
2538	0,1282	548	0,0421	2041	0,0123	309_1	0,0020
1389	0,1232	668	0,0398	2035	0,0120	702	0,0018
1226_1	0,1230	825	0,0374	818	0,0116	808	0,0016
1370	0,1227	745	0,0368	2031	0,0115	800	0,0009
1388	0,1217	678	0,0362	207	0,0115	731	0,0008
907	0,1207	771	0,0361	936	0,0115	877	0,0006
615	0,1193	643	0,0355	772	0,0114	737	0,0004
644	0,1137	778	0,0349	1335	0,0111	529	0,0003
186	0,1103	796	0,0347	542	0,0110	959	0,0106

Таблица Б.4 – Рассчитанный ЕГК скважин для ПП с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>

№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК	№ скважины	ЕГК
1303	0,3917	209	0,0210	2050	0,0061	417_1	0,0020
2503	0,3221	398	0,0204	1432	0,0061	540	0,0020
8316	0,3217	221	0,0201	259	0,0060	119	0,0020
378	0,2819	318	0,0201	102	0,0060	14P	0,0020
265	0,2768	1366	0,0198	124	0,0059	1444	0,0020
1358	0,2247	165	0,0198	779	0,0059	125	0,0020
273	0,2146	1216	0,0197	1436	0,0057	416	0,0020
224	0,2026	229	0,0197	388	0,0057	194	0,0019
327	0,2002	115_1	0,0195	2542	0,0057	216	0,0019
263K	0,1987	1441	0,0194	1056	0,0056	169	0,0018
8035	0,1890	2047	0,0192	365	0,0056	412	0,0018
339	0,1818	1325	0,0188	2024	0,0055	839	0,0018
234	0,1668	1375	0,0188	1383	0,0054	369	0,0018
979_1	0,1589	2005	0,0182	1415	0,0054	20P	0,0018
213	0,1512	1326	0,0178	526	0,0054	182	0,0017
230	0,1504	2504	0,0178	166	0,0054	79P	0,0017
1043	0,1487	387	0,0166	1425	0,0054	342	0,0017



269	0,1468	1450	0,0157	762	0,0053	227	0,0016
284	0,1403	1020	0,0155	1101	0,0049	1393	0,0016
159	0,1281	203	0,0155	1272	0,0049	380	0,0015
188	0,0966	393	0,0154	1542	0,0049	1114	0,0015
223	0,0934	2098	0,0153	372	0,0049	433	0,0014
1302	0,0907	331	0,0153	142	0,0048	45P	0,0014
242	0,0904	240	0,0149	367	0,0047	1100	0,0014
1016	0,0834	1095	0,0141	110	0,0047	330	0,0014
793	0,0802	114	0,0140	1110	0,0046	1384	0,0014
1349	0,0786	1082	0,0134	1403	0,0046	146	0,0014
276	0,0783	838	0,0130	425	0,0045	157	0,0013
402	0,0762	1120	0,0129	1435	0,0045	1430	0,0013
160	0,0720	128	0,0129	122	0,0045	1003	0,0013
190	0,0718	255	0,0126	364	0,0045	132	0,0013
161	0,0704	175	0,0125	116	0,0044	107_1	0,0013
2029	0,0679	330Б	0,0125	236	0,0044	1116	0,0012
386	0,0628	2026	0,0125	189	0,0044	121	0,0012
230Б	0,0625	233	0,0124	164	0,0042	1115	0,0012
748	0,0618	407	0,0122	8307	0,0041	1394	0,0012
2506	0,0603	270	0,0122	2106	0,0041	419	0,0011
151	0,0597	246	0,0121	87P	0,0041	1421_1	0,0011
373	0,0594	1433	0,0119	185_1	0,0041	89P	0,0011
2068	0,0584	2082	0,0118	181	0,0041	134	0,0011
228	0,0582	395	0,0117	8306	0,0041	418	0,0011
1007	0,0578	170	0,0116	1437	0,0040	147	0,0010
385	0,0554	2025	0,0115	8311	0,0040	422	0,0010
1259	0,0546	141	0,0112	218	0,0039	74P	0,0010
126	0,0539	1411	0,0112	247	0,0039	1023	0,0009
1449_1	0,0514	1319	0,0112	1410	0,0038	1526	0,0009
391_1	0,0514	81P	0,0111	1445	0,0038	133	0,0009
1121	0,0508	80P	0,0110	137	0,0038	144	0,0009
201	0,0502	1443	0,0108	179	0,0037	1558	0,0009
2002	0,0498	1078	0,0108	8309	0,0036	362	0,0008
1104	0,0481	430	0,0108	1439	0,0035	204	0,0008
266	0,0465	429_1	0,0108	1401	0,0035	421	0,0008
1049	0,0460	355	0,0106	1419	0,0035	408	0,0008
1343	0,0437	1131	0,0105	722	0,0035	174	0,0008
178	0,0429	368Б	0,0105	414K	0,0035	75P	0,0008
108	0,0420	1448	0,0105	1214	0,0034	143	0,0007

Продолжение Таблицы Б.4

2039	0,0419	8322	0,0104	1077	0,0034	136_1	0,0007
358	0,0410	1026	0,0104	113	0,0034	117	0,0007
249	0,0407	389	0,0101	46P	0,0033	112	0,0007
1018	0,0406	8308	0,0099	1427	0,0033	105	0,0007
205	0,0403	2028	0,0098	1334	0,0033	1108	0,0007
397	0,0393	1123	0,0095	8323	0,0033	777	0,0007
1210	0,0366	26P	0,0093	375	0,0032	1054	0,0006
27P	0,0357	208	0,0093	289	0,0032	1311	0,0006
196	0,0349	217	0,0093	432	0,0032	101	0,0006
1431	0,0338	1438	0,0092	108P	0,0032	155	0,0006
206	0,0320	239	0,0090	8321	0,0032	522	0,0006
183	0,0319	258	0,0090	424	0,0031	8305	0,0006
1245	0,0317	197	0,0088	120	0,0031	371	0,0006
1102	0,0314	1359	0,0084	411	0,0030	410_1	0,0006
343	0,0312	2059	0,0083	1213	0,0029	12P	0,0006
243	0,0303	428	0,0080	77P	0,0029	104	0,0005
145	0,0303	8324	0,0078	352	0,0028	149	0,0005
191	0,0299	1093	0,0078	1405	0,0028	150	0,0005
1124	0,0299	370	0,0077	1545	0,0028	374	0,0005
1395	0,0298	1128	0,0076	2085	0,0028	420	0,0005
2547	0,0289	1317	0,0075	171	0,0027	8304	0,0005
379	0,0286	172	0,0075	414	0,0027	153	0,0005
192	0,0286	1426	0,0073	2108	0,0027	1402	0,0005
2004	0,0283	761	0,0073	1079	0,0027	1129	0,0005
365Б	0,0281	152	0,0073	140	0,0025	399	0,0004
1374	0,0278	85P	0,0073	341	0,0025	1327	0,0004
248	0,0271	162	0,0073	1122	0,0025	1117	0,0004
1309	0,0271	413	0,0072	1559	0,0025	111	0,0004
177	0,0270	156	0,0071	195	0,0025	2019	0,0003
168	0,0266	127	0,0071	1092	0,0024	139	0,0003
2030	0,0264	1420	0,0070	1392	0,0023	135	0,0003
1113	0,0261	158	0,0070	251	0,0023	363	0,0003
118	0,0251	427P	0,0069	1418	0,0023	415	0,0002
184	0,0245	1413	0,0068	180	0,0023	1318	0,0001
267	0,0244	30P	0,0067	363Б	0,0023	106	0,0001
163	0,0243	1080	0,0066	103	0,0022	409	0,0001
1428	0,0239	173	0,0064	11P	0,0022	109	0,0000
253	0,0230	220	0,0064	1414	0,0021	154	0,0000

Продолжение Таблицы Б.4

2094	0,0230	366	0,0063	8310	0,0021	1107	0,0000
260	0,0224	167	0,0062	1412	0,0021	2017	0,0000
2052	0,0222	354	0,0061	148	0,0021	417_1	0,0020
563	0,0219	2056	0,0061	1109	0,0020	540	0,0020

Таблица Б.5 – Скважины после применения ЕГК и ТК для ВБД с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

№ скважины	ЕГК	Обв, %	Р пласт, атм	№ скважины	ЕГК	Обв, %	Р пласт, атм
233	0,2522	91,5	192,1	414К	0,0230	0,0	172,7
722	0,2105	86,1	193,3	28Р	0,0211	0,0	177,7
1055	0,1584	85,6	221,8	880	0,0205	58,1	182,7
137	0,1482	91,6	196,4	1096	0,0204	78,2	187,2
1283	0,1441	94,9	180,1	1015	0,0202	87,5	220,8
1034	0,1213	92,7	234,2	38Р	0,0170	15,4	185,5
30Р	0,1106	0,0	182,0	18Р	0,0156	0,0	227,5
1374	0,0975	42,3	192,1	1103	0,0150	92,6	182,7
1303	0,0965	54,2	204,5	1437	0,0137	8,6	217,8
2097	0,0951	93,6	185,3	1110	0,0131	91,7	183,4
106	0,0949	0,0	180,8	146	0,0120	83,5	181,2
1109	0,0861	91,4	184,5	1425	0,0104	8,5	207,2
181	0,0855	92,3	192,6	1368	0,0100	88,9	177,5
1544	0,0842	0,0	179,7	1077Б	0,0097	0,0	190,4
809	0,0829	91,4	174,7	80Р	0,0089	0,0	227,1
2106	0,0825	69,1	181,5	720	0,0084	44,0	190,1
1078	0,0783	0,0	175,1	1227	0,0063	64,3	243,2
27Р	0,0665	0,0	188,0	78Р	0,0057	0,0	179,5
158	0,0636	88,0	203,5	1201	0,0051	0,0	203,3
1231	0,0575	82,4	231,4	37Р	0,0049	0,0	177,5
1448	0,0518	11,2	225,2	34Р	0,0046	0,0	189,6
23Р	0,0492	0,0	210,1	296	0,0041	0,0	170,9
1057	0,0474	51,5	235,4	104	0,0034	0,0	222,5
1245	0,0469	0,0	235,8	394	0,0034	78,4	195,7
110	0,0465	4,2	195,4	42Р	0,0033	0,0	186,3
142	0,0453	73,7	186,6	1384	0,0027	76,9	201,9
399	0,0440	9,4	206,8	855	0,0025	22,2	175,8
856	0,0436	93,7	182,0	1047	0,0022	0,0	240,8

Продолжение Таблицы Б.5

1092	0,0417	72,2	223,5	1011	0,0019	5,9	255,7
721	0,0389	0,0	196,7	1407	0,0016	90,6	199,8
1542	0,0388	92,9	183,9	40P	0,0014	0,0	198,5
427P	0,0346	54,3	170,9	32P	0,0013	3,0	239,6
144	0,0343	94,1	188,8	1077	0,0008	0,0	220,2
243	0,0332	91,7	199,0	1371	0,0008	94,1	187,7
207	0,0329	33,9	193,1	1380	0,0007	93,8	193,2
421	0,0299	80,4	188,4	1389	0,0005	75,6	196,8
295	0,0298	91,5	175,2	75P	0,0004	0,0	220,5
411	0,0279	91,8	187,3	691	0,0004	91,6	199,3
29P	0,0278	9,3	238,0	33P	0,0003	0,0	194,2
1102	0,0263	6,0	182,3	46P	0,0003	0,0	215,6
77P	0,0232	0,0	228,0	245	0,0000	40,3	192,9

Таблица Б.6 – Скважины после применения ЕГК и ТК для ПП с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

№ скважины	ЕГК	Р пласт, атм	№ скважины	ЕГК	Р пласт, атм
803	0,3727	234,4	881	0,0068	175,9
690	0,3092	190,1	588	0,0066	164,9
701	0,2837	194,2	851	0,0061	178,0
1527	0,2205	183,8	886_1	0,0060	194,0
796	0,2065	180,7	820Б	0,0060	193,6
1233	0,1994	262,2	1106	0,0060	178,8
678	0,1333	194,7	1284	0,0059	196,1
2085	0,1283	176,7	692	0,0059	174,6
2011	0,1035	242,0	576	0,0058	212,7
699	0,0882	181,8	1366Б	0,0054	172,4
664	0,0767	176,4	8035	0,0052	199,6
1008	0,0766	191,0	2029	0,0051	268,8
590	0,0673	212,0	823	0,0051	200,9
1132	0,0615	165,9	2039	0,0050	219,0
1280	0,0604	176,3	1417	0,0048	201,0
1350Б	0,0593	160,1	820	0,0045	176,1
2522	0,0555	223,6	859	0,0044	175,3
661	0,0543	161,3	8302	0,0043	196,4
8032	0,0535	255,4	2018	0,0043	247,2
1043	0,0524	240,6	2045	0,0040	224,0

614	0,0518	163,5	847	0,0040	167,9
1202	0,0513	213,4	8067	0,0040	178,1
667	0,0499	164,5	852	0,0040	174,9
1226_1	0,0498	257,0	846	0,0039	175,9
1237	0,0467	251,1	1111	0,0039	186,1
577	0,0429	197,0	641	0,0039	182,9
2003	0,0426	251,0	666	0,0038	206,0
2049	0,0422	211,7	828_2	0,0038	177,3
1237Б	0,0414	257,1	1363	0,0037	179,2
2059	0,0388	173,8	2525	0,0037	201,6
2067	0,0378	239,7	2044	0,0036	216,5
578	0,0370	179,1	2051	0,0036	209,2
1524	0,0368	165,5	1235	0,0035	237,3
2094	0,0367	228,2	2033	0,0035	210,7
1215	0,0352	259,6	1397	0,0034	199,0
2065	0,0351	192,4	662	0,0033	175,4
751	0,0336	187,7	8316	0,0032	198,7
874	0,0323	198,7	8314	0,0032	199,7
8331	0,0301	203,2	2080	0,0030	213,3
1024	0,0299	231,4	1037	0,0030	267,8
615	0,0299	162,1	1389Б	0,0028	196,9
2005	0,0293	220,9	1225	0,0028	277,1
295Б	0,0275	175,9	437	0,0027	203,9
819	0,0256	172,7	1351	0,0027	169,3
1353	0,0254	172,7	2108	0,0027	202,8
772	0,0253	228,4	1258	0,0025	238,2
794	0,0248	164,6	938	0,0024	171,8
2048	0,0247	209,7	854	0,0024	182,6
603	0,0246	167,5	821	0,0024	193,2
844	0,0242	173,8	773	0,0024	228,6
2546	0,0239	199,2	679	0,0024	181,6
2004	0,0231	233,1	862	0,0023	192,7
579	0,0223	165,8	1028	0,0023	282,1
8027	0,0217	257,8	2528	0,0023	186,6
555	0,0217	162,9	1562	0,0023	203,0
1009	0,0215	211,5	1347	0,0023	181,0
1241	0,0198	252,9	887	0,0023	200,4
2095	0,0198	215,9	1272	0,0022	277,5
872	0,0196	200,3	811	0,0022	173,1

Продолжение Таблицы Б.6

2022	0,0194	249,6	2070	0,0021	280,4
602	0,0183	173,8	861	0,0021	187,3
1259	0,0179	209,3	870	0,0021	196,1
830	0,0176	188,0	2072	0,0021	210,9
1210	0,0173	230,5	858	0,0020	179,1
711	0,0173	187,7	1223	0,0020	250,9
2086	0,0170	214,9	1050	0,0019	255,8
230	0,0165	220,9	871	0,0018	197,6
1035	0,0164	234,3	1014	0,0018	221,1
1003	0,0161	220,1	1367	0,0018	173,6
2098	0,0159	217,0	744	0,0017	169,3
845	0,0156	177,0	1380Б	0,0017	193,1
1261	0,0146	220,5	71Р	0,0016	177,5
537	0,0145	174,8	2007	0,0016	246,3
2061	0,0144	221,0	829	0,0015	190,1
1203	0,0144	205,7	850	0,0015	176,7
882	0,0138	196,8	1041	0,0015	259,2
2008	0,0138	256,6	2047	0,0015	255,3
704	0,0135	162,7	404	0,0014	201,4
916	0,0130	229,0	812	0,0014	185,1
1408	0,0128	200,4	2043	0,0014	223,7
2020	0,0127	269,3	1212	0,0013	210,9
8034	0,0126	230,6	2102	0,0013	220,9
835	0,0126	161,2	2518_1	0,0013	204,3
857Б	0,0126	180,9	401	0,0012	177,9
2009	0,0125	252,9	868	0,0012	197,4
926	0,0121	170,7	983	0,0012	168,5
72Б	0,0120	197,3	1529	0,0012	187,0
873	0,0116	199,4	867	0,0011	196,5
539	0,0114	187,3	2010	0,0010	240,7
2030	0,0110	242,1	743	0,0010	165,2
1220	0,0107	247,6	294Б	0,0010	178,9
650	0,0105	163,0	72Р	0,0009	193,1
1007	0,0104	204,5	831	0,0008	204,9
710	0,0104	179,2	847Б	0,0008	183,2
2088	0,0101	214,2	749	0,0007	165,4
601	0,0100	167,9	864	0,0007	175,0
1406	0,0100	199,2	1207	0,0007	229,7

Продолжение Таблицы Б.6

1260	0,0098	219,7	863	0,0007	189,8
2038	0,0096	233,9	2060	0,0006	193,9
8023	0,0095	249,3	932_1	0,0006	162,8
766	0,0095	208,1	914	0,0006	221,3
2104	0,0094	218,1	883	0,0006	195,5
2068	0,0088	279,7	849	0,0006	171,5
675	0,0087	187,5	8063	0,0006	177,7
805	0,0086	200,9	1369_2	0,0006	177,4
688	0,0086	188,3	1523	0,0006	178,1
1046	0,0085	232,8	1205	0,0005	205,8
1040	0,0084	272,8	9001	0,0005	260,4
2037	0,0083	251,3	1422	0,0005	186,7
687	0,0081	193,8	2547	0,0005	197,3
8315	0,0079	202,0	860	0,0003	177,2
709	0,0079	162,5	282	0,0002	174,5
642	0,0078	164,9	8031	0,0002	228,0
2538	0,0075	223,7	8061	0,0002	172,1
1416	0,0075	200,3	764	0,0002	180,3
674	0,0075	161,5	770	0,0001	227,1
1216	0,0073	239,6	879	0,0001	190,5
1230	0,0071	251,3	839	0,0001	194,5
306	0,0071	187,4	8029	0,0001	244,3
2548	0,0070	229,0	866	0,0000	185,5
2050	0,0069	197,2	1377	0,0000	183,2

Таблица Б.7 – Скважины после применения ЕГК и ТК для ВБД с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>

№ скважины	ЕГК	Обв, %	Р пласт, атм	№ скважины	ЕГК	Обв, %	Р пласт, атм
312	0,6190	81,4	217,9	2543	0,0288	50,9	191,3
572	0,5934	0,0	216,9	1126	0,0286	73,8	206,3
324	0,5628	86,1	174,2	1057	0,0279	51,5	176,1
285	0,5119	0,0	166,5	42Р	0,0266	0,0	228,9
570	0,3333	0,0	217,8	1127	0,0264	90,7	205,3
1376	0,3204	87,9	243,9	935	0,0259	0,0	168,6
883	0,3094	91,8	199,0	340	0,0250	92,3	204,5
597	0,2692	42,8	217,9	1112	0,0249	0,0	242,7
599	0,2627	0,0	213,7	533	0,0233	0,0	184,4

10P	0,2505	0,0	172,8	708	0,0220	0,0	218,9
945	0,2430	54,0	201,5	706	0,0216	0,0	229,6
266Б	0,2359	91,8	198,1	890	0,0216	0,0	214,1
1358Б	0,2309	78,3	199,3	1244	0,0215	87,7	210,6
15P	0,2103	94,1	174,2	827	0,0211	90,0	195,6
879	0,2037	84,9	226,9	2016	0,0201	66,0	220,9
842	0,1941	46,7	218,2	34P	0,0192	0,0	224,6
816	0,1911	90,7	189,3	29P	0,0192	9,5	165,6
647	0,1882	87,9	203,8	1012	0,0185	92,7	185,4
604	0,1860	87,5	204,7	252	0,0180	91,0	195,5
316	0,1788	64,0	209,0	885	0,0176	66,2	235,1
645Б	0,1771	78,0	219,0	689	0,0171	89,1	198,2
313	0,1745	0,0	224,8	696	0,0169	68,3	190,4
1396	0,1651	0,0	231,1	28P	0,0167	0,0	204,8
329	0,1589	62,2	202,2	276K	0,0165	64,0	193,5
646	0,1575	45,0	227,6	349	0,0161	80,8	180,4
237	0,1532	91,9	224,0	826	0,0139	69,2	194,7
744	0,1529	91,8	224,7	1528	0,0138	0,0	205,2
2107	0,1523	0,0	166,0	940	0,0136	40,3	175,0
16P	0,1515	0,0	188,2	2530	0,0136	0,0	224,1
719	0,1445	78,6	227,7	8027	0,0131	71,8	201,9
547	0,1359	88,5	204,1	1111	0,0130	18,4	204,4
608	0,1356	80,7	174,6	1042	0,0125	74,7	170,3
836	0,1342	85,0	169,5	714P	0,0123	0,0	213,5
199	0,1286	92,6	217,1	2041	0,0123	93,4	190,4
1389	0,1232	75,6	216,1	207	0,0115	33,3	203,7
1226_1	0,1230	32,3	220,2	772	0,0114	0,0	236,2
1370	0,1227	74,5	223,3	88P	0,0104	0,0	178,5
1388	0,1217	93,5	223,4	1525	0,0098	0,0	218,7
907	0,1207	79,0	222,7	888	0,0097	83,2	215,9
644	0,1137	91,8	203,8	202	0,0091	83,3	204,0
186	0,1103	93,5	193,3	1231	0,0090	33,9	223,5
715	0,1071	91,5	199,8	810_1	0,0089	91,6	188,2
626	0,1060	90,2	168,5	923	0,0082	88,8	227,4
1011	0,1027	6,1	199,0	1130	0,0081	83,6	187,1
809	0,1005	77,3	198,7	2517	0,0081	75,3	193,4
799	0,0979	88,5	193,5	1256	0,0074	88,7	189,0
667	0,0954	54,1	229,2	25P	0,0072	0,0	186,1
848	0,0913	94,2	234,3	801	0,0070	0,0	198,4



Продолжение Таблицы Б.7

651	0,0911	0,0	200,3	2518_1	0,0070	92,6	192,6
550	0,0898	42,1	201,9	38P	0,0069	0,0	198,1
1389Б	0,0843	94,7	220,8	918	0,0068	50,5	228,5
652	0,0829	89,7	194,5	356	0,0068	68,9	180,9
37P	0,0803	0,0	204,1	765	0,0061	92,7	197,5
596	0,0782	0,0	206,9	685	0,0057	67,0	192,4
1342	0,0766	82,6	205,9	524	0,0048	68,0	199,5
23P	0,0652	0,0	203,1	1206	0,0041	17,6	187,8
268	0,0645	92,3	222,6	21P	0,0039	0,0	226,0
726	0,0637	93,4	208,4	32P	0,0037	4,2	217,7
654	0,0563	91,4	206,9	961	0,0036	6,3	227,0
1544	0,0546	82,3	188,4	1424	0,0035	0,0	240,6
820	0,0479	81,1	162,3	33P	0,0033	0,0	162,0
738	0,0458	53,8	239,5	712	0,0032	0,0	205,6
360	0,0433	72,1	190,1	2541	0,0028	93,5	223,5
548	0,0421	74,5	171,9	1133	0,0027	67,3	187,6
745	0,0368	0,0	235,6	960	0,0023	11,6	219,5
678	0,0362	5,9	208,7	536	0,0022	54,3	202,4
771	0,0361	0,0	236,6	1055	0,0022	87,5	231,4
643	0,0355	68,4	240,0	523	0,0021	94,4	198,0
778	0,0349	90,2	184,5	309_1	0,0020	0,0	182,2
796	0,0347	52,3	206,5	808	0,0016	93,3	197,1
974	0,0332	74,5	206,5	731	0,0008	0,0	233,3
645	0,0327	0,0	222,4	877	0,0006	78,0	219,5
350	0,0304	86,3	182,7	737	0,0004	49,1	232,3

Таблица Б.8 – Скважины после применения ЕГК и ТК для ПП с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>

№ скважины	ЕГК	Р пласт, атм	№ скважины	ЕГК	Р пласт, атм
1303	0,3917	214,7	1259	0,0546	198,5
2503	0,3221	212,4	126	0,0539	231,3
378	0,2819	203,6	1121	0,0508	213,9
265	0,2768	200,3	201	0,0502	226,7
1358	0,2247	199,0	2002	0,0498	227,9
273	0,2146	206,0	1104	0,0481	173,7
224	0,2026	231,9	266	0,0465	196,4
327	0,2002	228,6	1049	0,0460	175,2

263К	0,1987	192,9	1343	0,0437	212,1
8035	0,1890	165,0	178	0,0429	231,7
339	0,1818	206,2	2039	0,0419	199,2
234	0,1668	230,8	358	0,0410	198,8
213	0,1512	231,8	249	0,0407	233,1
230	0,1504	228,4	1018	0,0406	213,3
1043	0,1487	183,3	205	0,0403	217,2
269	0,1468	209,3	397	0,0393	204,6
284	0,1403	210,0	196	0,0349	211,6
159	0,1281	224,6	206	0,0320	204,5
188	0,0966	224,3	183	0,0319	220,7
223	0,0934	235,9	1245	0,0317	172,3
1302	0,0907	186,7	1102	0,0314	185,3
242	0,0904	214,9	343	0,0312	163,6
793	0,0802	224,3	243	0,0303	206,5
1349	0,0786	203,9	145	0,0303	224,0
276	0,0783	192,2	191	0,0299	225,8
402	0,0762	233,4	1124	0,0299	201,5
160	0,0720	230,0	1395	0,0298	209,8

Таблица Б.9 – Список скважин-кандидатов с рисками для ВБД с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

№ скважины	ЕГК	Обв, %	Р пласт, атм	Q пгтм, т/сут	Степень риска	ПОИЗ, Тыс.т
722	0,2104	86,087	193,3	15,308	БОЛ	окоуж
1055	0,1584	85,612	221,8	14,006	СР	5,67
137	0,1481	91,647	196,4	13,715	МАЛ	16,75
1283	0,1440	94,882	180,1	13,595	БОЛ	10,66
1034	0,1213	92,694	234,2	12,883	БОЛ	4,78
30Р	0,1106	0	182,0	12,517	БОЛ	18,66
1374	0,0975	42,308	192,1	12,032	МАЛ	13,04
1303	0,0965	54,222	204,5	11,994	БОЛ	около ВНК
2097	0,0951	93,573	185,3	11,939	СР	5,65
106	0,0948	0	180,8	11,928	МАЛ	34,01
1109	0,0860	91,433	184,5	11,572	БОЛ	окоуж
181	0,0855	92,308	192,6	11,548	БОЛ	13,56
1544	0,0841	0	179,7	11,491	СР	11,68
809	0,0828	91,413	174,7	11,435	БОЛ	окоуж
2106	0,0825	69,128	181,5	11,420	БОЛ	окоуж

Продолжение Таблицы Б.9

1078	0,0782	0	175,1	11,232	БОЛ	Окурж
27P	0,0664	0	188,0	10,671	СР	30,91
158	0,0635	88	203,5	10,525	СР	28,42
1231	0,0574	82,4	231,4	10,196	БОЛ	около ВНК
1448	0,0518	11,2	225,2	9,871	СР	16,88
23P	0,0492	0	210,1	9,713	БОЛ	около ВНК
1057	0,0473	51,481	235,4	9,599	СР	21,33
1245	0,0469	0	235,8	9,570	???	рядом 1057
110	0,0464	4,167	195,4	9,541	МАЛ	10,49
142	0,0453	73,723	186,6	9,467	СР	19,92
856	0,0435	93,651	182,0	9,349	БОЛ	5,80
1092	0,0417	72,201	223,5	9,225	СР	14,23
721	0,0389	0	196,7	9,024	СР	11,36
1542	0,0388	92,929	183,9	9,017	БОЛ	окурж
427P	0,0345	54,301	170,9	8,697	БОЛ	8,02
144	0,0342	94,055	188,8	8,672	БОЛ	8,67
243	0,0331	91,743	199,0	8,584	СР	16,47
295	0,0298	91,547	175,2	8,306	БОЛ	окурж
411	0,0279	91,8	187,3	8,135	БОЛ	около ВНК
29P	0,0277	9,302	238,0	8,121	БОЛ	окурж

Таблица Б.10 – Список скважин-кандидатов с рисками для ПП с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

№ скважины	ЕГК	Р пласт, атм	Q пгтм, т/сут	Степень риска	ПОИЗ, Тыс.т
803	0,372663336	234,4	18,3054005	БОЛ	около ВНК
690	0,309236832	190,1	17,26705485	СР	24,85
701	0,28371648	194,2	16,80776573	БОЛ	10,87
1527	0,220488917	183,8	15,53235025	БОЛ	9,21
796	0,20645272	180,7	15,21584127	БОЛ	около ВНК
1233	0,19944997	262,2	15,05237927	БОЛ	окурж
678	0,133282033	194,7	13,2681579	СР	26,86
2085	0,128307205	176,7	13,11111707	БОЛ	окурж
2011	0,103490045	242,0	12,25802134	БОЛ	около ВНК
699	0,088156305	181,8	11,65792952	БОЛ	около ВНК
1008	0,076591295	191,0	11,155917	БОЛ	окурж
1132	0,061521298	165,9	10,41650669	БОЛ	около ВНК
1280	0,060439051	176,3	10,35880213	БОЛ	окурж

1350Б	0,059292536	160,1	10,29689125	СР	26,13
2522	0,055504463	223,6	10,086297	БОЛ	около ВНК
661	0,054318856	161,3	10,01836064	СР	12,18
8032	0,05345047	255,4	9,96795219	СР	18,73
614	0,051849196	163,5	9,873505502	БОЛ	окруж
1202	0,051292033	213,4	9,840173133	БОЛ	около ВНК
667	0,049919286	164,5	9,75697332	БОЛ	окруж
1237	0,046745006	251,1	9,558378902	БОЛ	окруж
577	0,042908392	197,0	9,305566986	БОЛ	Окруж
2003	0,042645571	251,0	9,287688907	БОЛ	окруж
2049	0,042231882	211,7	9,259394203	БОЛ	около ВНК
1237Б	0,041382887	257,1	9,200724415	СР	8,11
2059	0,038828536	173,8	9,019062254	БОЛ	окруж
578	0,036979194	179,1	8,88234826	СР	8,68
1524	0,036781221	165,5	8,867436811	БОЛ	окруж
2094	0,036746075	228,2	8,864783823	БОЛ	около ВНК
1215	0,035233574	259,6	8,748922393	БОЛ	около ВНК
2065	0,035080711	192,4	8,737023873	БОЛ	окруж
751	0,033647388	187,7	8,623685157	БОЛ	около ВНК
874	0,032323788	198,7	8,516037834	БОЛ	около ВНК
8331	0,030083818	203,2	8,326746317	БОЛ	около ВНК
1024	0,02992719	231,4	8,313152688	БОЛ	около ВНК
615	0,029884365	162,1	8,309427435	МАЛ	11,30
2005	0,029264976	220,9	8,255133372	БОЛ	около ВНК
295Б	0,027479477	175,9	8,094066462	МАЛ	8,51

Таблица Б.11 – Список скважин-кандидатов с рисками для ВБД с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>

№ скважины	ЕГК	Обв, %	Р пласт, атм	Q пгтм, т/сут	Степень риска	ПОИЗ, Тыс.т
312	0,618990719	81,395	217,8652	21,45627	СР	35,93
572	0,593368296	0,000	216,8877	21,17423	БОЛ	41,51
285	0,511944018	0,000	166,5036	20,21826	БОЛ	6,36
570	0,333280434	0,000	217,8321	17,67651	БОЛ	25,06
1376	0,320447443	87,938	243,8652	17,46059	МАЛ	39,09
597	0,269229259	42,824	217,9372	16,53428	СР??	52,46
599	0,26270278	0,000	213,721	16,40777	БОЛ	26,15
10Р	0,250481553	0,000	172,8064	16,16493	БОЛ	34,59
266Б	0,235905731	91,827	198,0742	15,86442	БОЛ	23,80

Продолжение Таблицы Б.11

1358Б	0,23085003	78,313	199,3235	15,75721	БОЛ	около ВНК
15Р	0,210281536	94,131	174,2495	15,30361	БОЛ	окруж
842	0,19407958	46,667	218,2084	14,92433	МАЛ	40,74
816	0,19111021	90,716	189,3351	14,85248	БОЛ	окруж
647	0,188175922	87,879	203,8359	14,78072	СР	25,68
604	0,186029875	87,500	204,7489	14,72775	СР	11,13
316	0,178808478	64,045	209,028	14,54637	СР	30,61
645Б	0,177060641	77,971	218,9871	14,50171	БОЛ	окруж
313	0,174544597	0,000	224,7556	14,4369	СР	44,43
1396	0,165052116	0,000	231,053	14,18641	БОЛ	Окруж
329	0,158853799	62,224	202,1514	14,01746	СР	19,88
646	0,157480915	45,030	227,5892	13,97943	СР	25,81
744	0,152860582	91,781	224,6873	13,84974	БОЛ	около ВНК
2107	0,152256756	0,000	166,004	13,83259	БОЛ	окруж
16Р	0,151464349	0,000	188,2047	13,81002	СР??	40,16
719	0,144526846	78,571	227,701	13,60884	МАЛ	28,36
836	0,134203631	84,951	169,5009	13,29681	БОЛ	окруж
199	0,128640833	92,553	217,1397	13,12178	МАЛ	17,44
1389	0,123183274	75,556	216,0805	12,94493	БОЛ	окруж
1370	0,122677907	74,541	223,3281	12,92829	БОЛ	окруж
907	0,120655729	78,993	222,7146	12,8612	БОЛ	окруж
715	0,107115884	91,463	199,8368	12,39086	МАЛ	27,66
1011	0,102738023	6,061	199,0312	12,23007	БОЛ	около ВНК
809	0,100502668	77,273	198,7107	12,14615	БОЛ	окруж
667	0,09542955	54,082	229,2126	11,95082	БОЛ	окруж+около ВНК
651	0,091082554	0,000	200,3373	11,7777	БОЛ	33,48
550	0,089780453	42,093	201,8644	11,72473	БОЛ	окруж
1389Б	0,084272895	94,737	220,7854	11,49469	БОЛ	окруж
652	0,082902588	89,706	194,508	11,43586	БОЛ	окруж
37Р	0,080311697	0,000	204,149	11,32278	БОЛ	около ВНК
596	0,078229145	0,000	206,8809	11,23004	БОЛ	окруж
1342	0,076635796	82,609	205,8937	11,15795	СР	27,22
23Р	0,065193077	0,000	203,0959	10,60723	БОЛ	около ВНК
268	0,064519356	92,308	222,5753	10,5728	БОЛ	окруж
726	0,063671451	93,396	208,4395	10,52911	СР??	14,91
654	0,056348143	91,443	206,9429	10,13404	БОЛ	около ВНК
1544	0,054610888	82,308	188,3651	10,03519	БОЛ	около ВНК

Продолжение Таблицы Б.11

738	0,045761187	53,846	239,4502	9,494952	БОЛ	около ВНК
360	0,043303276	72,093	190,0714	9,332288	БОЛ	около ВНК
745	0,036838382	0,000	235,6002	8,871748	БОЛ	около ВНК
678	0,036227021	5,932	208,6887	8,825399	СР	11,52
771	0,036056108	0,000	236,5547	8,812345	БОЛ	окруж
643	0,035516035	68,354	239,9613	8,770816	БОЛ	около ВНК
796	0,034675184	52,326	206,4934	8,705285	СР	20,06
974	0,033173364	74,468	206,496	8,585473	БОЛ	окруж
645	0,032690427	0,000	222,3865	8,546155	БОЛ	5,26
1126	0,028555406	73,846	206,2575	8,191955	БОЛ	Окруж
1057	0,027861067	51,479	176,1403	8,12908	СР	19,63
42Р	0,026603513	0,000	228,8698	8,012407	БОЛ	около ВНК

Таблица Б.12 – Список скважин-кандидатов с рисками для ПП с ГРП по Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>

№ скважины	ЕГК	Р пласт, атм	Q штм, т/сут	Степень риска	ПОИЗ, Тыс.т
1303	0,3917	214,7	18,59	СР	13,11
2503	0,322114567	212,4	17,489	БОЛ	окруж
378	0,281850075	203,6	16,7731	БОЛ	5,10
265	0,2768	200,3	16,68	??	ВБД 651
1358	0,224714179	199,0	15,6249	БОЛ	около ВНК
273	0,214559326	206,0	15,4004	БОЛ	окруж
224	0,2026	231,9	15,13	СР	13,09
327	0,20024293	228,6	15,0711	БОЛ	окруж
263К	0,198714134	192,9	15,035	БОЛ	окруж
8035	0,188956585	165,0	14,7999	БОЛ	окруж
339	0,1818	206,2	14,62	СР	44,40
234	0,166834996	230,8	14,2342	БОЛ	окруж
213	0,151182434	231,8	13,802	БОЛ	окруж
230	0,150447063	228,4	13,7809	БОЛ	окруж
269	0,146845098	209,3	13,6768	БОЛ	окруж
284	0,140318421	210,0	13,4835	БОЛ	7,61
159	0,128054413	224,6	13,103	БОЛ	около ВНК
188	0,0966	224,3	12,00	СР??	7,98
223	0,0934	235,9	11,87	СР	23,18
1302	0,090709063	186,7	11,7626	БОЛ	окруж

Продолжение Таблицы Б.12

242	0,0904	214,9	11,75	СР??	12,40
1349	0,078605076	203,9	11,2469	БОЛ	окруж
276	0,078293006	192,2	11,2329	БОЛ	окруж
402	0,076210655	233,4	11,1385	БОЛ	около ВНК
190	0,0718	220,8	10,93	СР	15,79
161	0,070412674	233,9	10,8661	БОЛ	около ВНК
386	0,062838395	203,4	10,4858	БОЛ	около ВНК
230Б	0,062538995	219,2	10,4701	БОЛ	окруж
748	0,061806793	225,9	10,4316	БОЛ	около ВНК
2506	0,060254622	184,4	10,3489	БОЛ	Окруж
151	0,059723602	223,6	10,3203	БОЛ	около ВНК
373	0,059393351	216,8	10,3024	БОЛ	около ВНК
2068	0,058374566	206,9	10,2467	БОЛ	около ВНК
228	0,0582	205,6	10,24	СР	10,5
1259	0,054629677	198,5	10,0363	БОЛ	около ВНК
1121	0,0508	213,9	9,81	МАЛ	22,34
201	0,050224516	226,7	9,77561	БОЛ	окруж
2002	0,049830053	227,9	9,75151	БОЛ	окруж
1104	0,048091492	173,7	9,64372	БОЛ	около ВНК
266	0,0465	196,4	9,54	СР	14,93
1049	0,046030963	175,2	9,51244	БОЛ	окруж
1343	0,043739093	212,1	9,36158	БОЛ	окруж
2039	0,041944498	199,2	9,23963	БОЛ	окруж
358	0,0410	198,8	9,18	СР	8,39
249	0,0407	233,1	9,15	СР	17,38
1018	0,040585273	213,3	9,14485	БОЛ	около ВНК
205	0,040327446	217,2	9,12662	БОЛ	окруж
397	0,039329988	204,6	9,05536	БОЛ	около ВНК
196	0,034893979	211,6	8,72244	БОЛ	около ВНК
206	0,031954572	204,5	8,48547	БОЛ	окруж
183	0,031931318	220,7	8,48354	БОЛ	около ВНК
1245	0,031730212	172,3	8,46678	БОЛ	окруж
1102	0,0314496	185,3	8,44327	БОЛ	около ВНК
343	0,031232158	163,6	8,42495	БОЛ	окруж
243	0,030330605	206,5	8,34807	БОЛ	5,11
145	0,030282388	224,0	8,34391	БОЛ	около ВНК
191	0,0299	225,8	8,31	СР	25,20
1124	0,0299	201,5	8,31	СР??	9,35

Продолжение Таблицы Б.12

1395	0,029762353	209,8	8,29879	БОЛ	около ВНК
379	0,028616809	235,5	8,19746	БОЛ	около ВНК
192	0,028612174	232,5	8,19705	БОЛ	около ВНК
2004	0,028317112	188,9	8,1705	БОЛ	около ВНК
365Б	0,0281	192,3	8,15	СР	9,73
1374	0,027820086	221,3	8,12534	БОЛ	около ВНК
248	0,027142243	208,1	8,06284	БОЛ	около ВНК
1309	0,02710324	201,6	8,05922	БОЛ	около ВНК
168	0,026629091	232,4	8,01482	БОЛ	5,72