

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки 23.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЛУГИНЕЦКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (Томская область)

УДК 622.276'279-047.44(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Рамазанов Ильдар Фанилович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Крамшонков Евгений Николаевич			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.-м.н		

Томск – 2017 г.

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ**



Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**Институт природных ресурсов
Кафедра ГРНМ**

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой _____

(Подпись, дата)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

Слушателю гр. 3-2Б33Т Рамазанову Ильдару Фаниловичу _____

1 Тема выпускной квалификационной работы:

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЛУГИНЕЦКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (Томская область)**

утверждена распоряжением проректора-директора ИПР

от _____ № _____

2 Срок сдачи студентом готовой работы _____

**3. Исходные данные к работе Технологическая схема разработки
Лугинецкого месторождения, проектная документация фонда скважин,
показатели разработки и другие фондовые материалы.**

4. Содержание текстового документа (перечень подлежащих разработке вопросов):

4.1 Введение

4.2 Общие сведения о месторождении

4.3 Геологическая характеристика месторождения

4.4 Анализ разработки Лугинецкого месторождения

4.5 Организационно-экономическая часть

4.6 Охрана труда и охрана окружающей среды

4.7 Заключение

5. Перечень графического материала

5.1 Обзорная карта района

5.2 Геологический профиль по линии скважин

5.3 Структура эксплуатационного фонда Лугинецкого месторождения

5.4 Структура действующего фонда Лугинецкого месторождения

5.5 Основные показатели работы скважин

5.6 Анализ выработки запасов

5.7 Темпы падения базового фонда Лугинецкого месторождения

5.8 Динамика темпов падения по проценту воды и по дебиту жидкости

5.9 Проведение гигроскопических исследований

5.10 Данные ТМС по скважине № 653

5.11 Оснащенность скважин датчиками ТМС

5.12 Скважины с недостижением приростов после ГРП

5.13 Состояние выполнения бизнес проекта от 2013 г.

5.14 Проектный фонд скважин Лугинецкого месторождения

5.15 Расположение проектных кустов в соответствии с Программой эксплуатационного бурения по ОАО «Томснефть» ВНК

5.16 Система бурения боковых стволов

5.17 Схема забуривания боковых стволов

6. Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы _____

Руководитель _____ Е.Н. Крамшонков
(подпись, дата)

Задание принял к исполнению _____ И.Ф. Рамазанов
(подпись, дата)

Аннотация

УДК 622.276'279-047.44(571.16)

Рамазанов И. Ф. Анализ эффективности разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область). Дипломная работа. Томск, 2017. - 82 с.

Предмет исследования – анализ эффективности разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область).

Объектом исследования – Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение (Томская область).

Цель работы – провести анализ эффективности разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область).

Цель исследования может быть достигнута при решении следующих задач:

- Сбор и обработка научного и технического материала по месторождению;
- Выявления геологических особенностей месторождения;
- Анализ степени разработки месторождения по фактическим материалам;
- Раскрытие проблем связанных с условиями работ скважин;
- Анализ способов решения выявленных проблем при эксплуатации скважин.

В процессе исследования использовались общенаучные методы: анализ и синтез, классификации, обобщения и другие.

Дипломная работа состоит из введения, пяти глав, заключения, списка использованной литературы и приложения.

Названия глав:

1. Общие сведения о месторождении;
2. Геологическая характеристика месторождения;

3. Анализ разработки Лугинецкого месторождения;
4. Организационно-экономическая часть;
5. Охрана труда и охрана окружающей среды;

В первой главе рассматриваются общие сведения об Лугинецком нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область): краткая история эксплуатации, географическое местоположение.

Во второй главе геолого-физическая характеристика месторождения, а также нефтегазонасыщенность, коллекторские свойства продуктивных пластов, физико-химические свойства нефти, газа и конденсата.

В третьей главе определено текущее состояние разработки Лугинецкого месторождения: дан анализ текущего состояния разработки, оценена степень выработки запасов, основные потери Q_n по росту процента воды и представлена динамика темпов падения по проценту воды и по дебиту жидкости, составление программы гироскопических исследований, выполнен мониторинг забойных давлений датчиками ТМС, рассмотрены скважины с недостижением приростов после ГРП. Сделан факторный анализ выполнения добычи нефти и состояния выполнения проектных решений по разработке месторождения и улучшения методики разработки с использованием новейших разработок.

В четвертой главе организационно - экономические особенности прогнозирования на промышленном предприятии и расчеты затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной УЭЦН.

В пятой главе рассмотрено выполнение условий охраны труда на предприятии при выполнении ряд работ и выполнение охраны окружающей среды в соответствии нормативно-правовой законодательной основы.

Актуальность исследования обусловлена тем, что проблемой развития нефтегазовой отрасли связаны с геолого-климатическими условиями Лугинецкого месторождения и соотношением количества запасов углеводородов и темпами их потребления и переработки. Поскольку

месторождение разрабатывается с 1982 года, то оценка текущего состояния выработки становится актуальна.

Практическая значимость данной работы заключается в оценке текущего состояния геологических характеристик и степени фонда разработки месторождения, а также выявления основных негативных компонентов при работе скважин, влияющих на качество и количество углеводородного сырья. Полученные результаты работы могут быть использованы как в научной области для составления полной картины месторождения, так нефтегазовыми предприятиями при учете особенностей выполнения работ по разработки месторождения.

Объем работы: 82 листов машинописного текста, 19 рисунков, 10 таблиц, 3 приложения. Список использованной литературы из 15 наименований. Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью следующих операционных программ: Microsoft Word 10.0, Microft Excel, Microsoft Power Point. И представлена на диске CDR (в конверте на обороте обложки).

Ключевые слова: месторождение, пласт, нефть, газ, вода, обводненность, эксплуатация скважин, запас, выработка, добыча, динамика.

Содержание

Введение.....	11
1. Общие сведения о месторождении.....	12
2. Геологическая характеристика месторождения.....	14
2.1. Стратиграфия.....	15
2.2. Тектоника.....	19
2.3. Нефтегазоносность.....	20
2.4. Гидрогеологические условия.....	25
2.5. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	25
2.6. Физические свойства нефти, газа и воды.....	30
3. Анализ разработки Лугинецкого месторождения.....	32
3.1. Анализ выработки запасов.....	39
3.2. Темпы падения базового фонда Лугинецкого месторождения.....	40
3.3. Динамика темпов падения по проценту воды.....	41
3.4 Динамика темпов падения по дебиту жидкости.....	42
3.5. Гироскопические исследования Лугинецкого месторождения.....	44
3.6. Анализ данных полученных термоманометрической системой.....	45
3.7. Скважины с не достижением приростов после ГРП (2011-2013 гг.).....	47
3.8. Факторный анализ выполнение добычи нефти относительно бизнес-плана за 6 мес. 2013г.....	49
3.9. Состояние выполнения проектных решений по разработке месторождения.....	50
3.10. Введение новейших разработок при эксплуатации скважин.....	53
4. Организационно-экономическая часть.....	55
4.1. Организационно - экономические проблемы прогнозирования на промышленном предприятии.....	55
4.2. Методика расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной УЭЦН.....	57
5. Социальная часть.....	61
5.1 Охрана труда.....	61

5.2. Охрана окружающей среды.....	67
Заключение.....	74
Список литературы.....	77
Приложение № 1 Схема геологического строения доюрских образований Лугинецкого нефтегазоносного района.....	79
Приложение № 2 Схема изученности скважин Лугинецкого месторождения глубоким бурением (а; б).....	80
Приложение № 3 Основные сокращения.....	82

Введение

В условиях быстрого развития нефтяной отрасли, возникает ряд проблем связанных в основном с геолого-климатическими условиями месторождений и соотношением количества запасов углеводородов и темпами их потребления и переработки.

Одним из таких сложных месторождений углеводородов является Лугинецкое газо-конденсатно-нефтяное месторождение. Он приурочен к одноименной локальной структуре 3-го порядка, причем добавляет сложность строения северо-западной части мегавала Пудинского. По административному отношению месторождения расположенного на территории Парабельского района Томской области, характеризуется непростым, а в большинстве случаев сложным, геологической структурой, содержащимся в разнородности пластов - коллекторов, врезкой фациальной изменчивости. Главной особенностью сложности разработки данного месторождения является то, что она проходит в режиме поддержания пластового давления заводнением. В результате обводненностью пластов их нефте-отдача резко снижаются, особенно это зависит от степени их неоднородности. Поскольку месторождение разрабатывается с 1982 года, то оценка текущего состояния выработки становится актуальна.

В настоящее время, еще одним актуальным направлением деятельности нефтегазодобывающего предприятия, при эксплуатации месторождения, это сокращение себестоимости технологических процессов разработки скважин, организации добычи и подготовки продукции извлекаемых углеводородов.

Основная цель работы – оценить текущие состояние эффективности разработки и степень запасов углеводородов Лугинецкого нефтегазо-конденсатного месторождения Томской области, выявить проблемы процессов эксплуатации фонда скважин.

1. Общие сведения о месторождении

В территориальном взаимоотношении Лугинецкое нефтегазоконденсатное недра располагается в Парабельском ($S = 18717 \text{ км}^2$) и Каргасокском ($S = 15769 \text{ км}^2$) регионах Томской сфере, и в четыреста километров [1] к северо-западу с г. Томска. Региональный орган – с. Парабель – располагается в 130 м с месторождения, а ближний многонаселенный раздел – г. Красноярск-66, расположен на дистанции приблизительно 80 километров. Ближним большим средоточием считается г. Колпашево, дистанция вплоть до коего гидрофитным посредством точно также 570 километров, согласно невесомой магистрали – 220 километров (рис. 1.1).

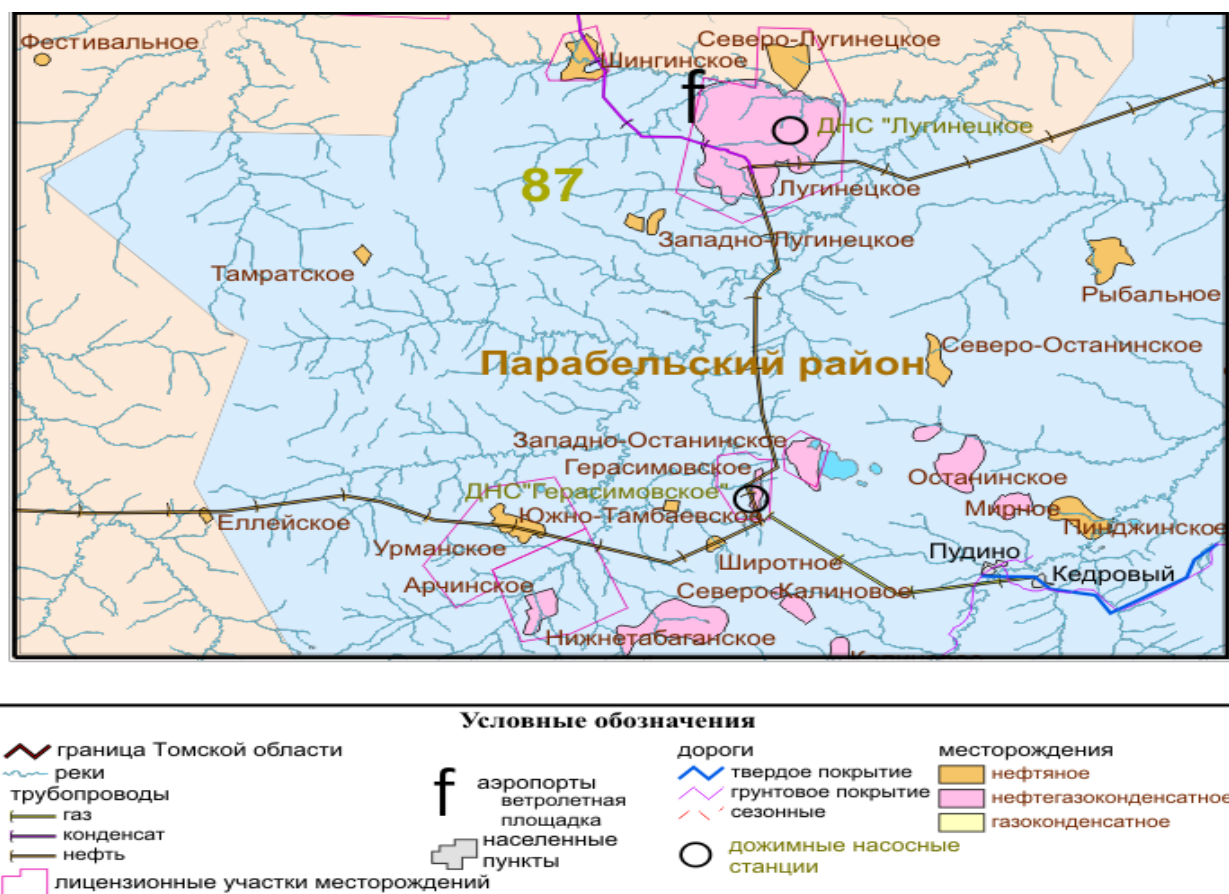


Рисунок 1.1. – Обзорная карта района.

Месторождение приурочено к центральной части одноименного куполовидного поднятия, осложняющего северо-западную часть Пудинского мегавала. Характеризуется как многопластовое, нефтегазоконденсатное. Промышленная нефтегазоносность Лугинецкого месторождения связана с отложениями пластов Ю1 и Ю2 (верхняя юра). Сама территория исследований предполагает собою сровненную, слаборасчлененную равнину. Безусловные оценки рельефа модифицируют в границах 75-130 м. Минимальный оценки приурочены к руслам и поймам рек. [6] Самой большой в местности считается р. Чижалка и ее притоки Екыльчак, Тамыршат, Чагва и другие. К северо-западу и юго-востоку в 55 км к рассматриваемому месторождению располагаются Мильджинское и Останинское газоконденсатные месторождения.

В регионе месторождения отмечено полезные ископаемые, следующих видов: глин, и различные виды песков, используемые в качестве строй материалов. Шоссейная и металлическая пути в этом регионе отсутствуют, поставка грузов выполняется авиатранспортом, иногда по речным маршрутам, в период зимы – по снегу, согласно транспортной сети г. Красноярск-66. Насыщенность жителей невысокая.

Климат региона – материковый, с длительной прохладной в зимнее время и непродолжительным горячим в летний сезон. Зима начинается с ноября и заканчивается в марте месяце. $t_{\text{возд}}$ бывает доходит и до $-40-50^{\circ}\text{C}$. Размер оснеженного покрова довольно огромен, около 1,5 м, на эту же глубину промерзает почва. Наиболее теплый месяц года – июль. Тут $t_{\text{возд}}$ бывает и до $+35^{\circ}\text{C}$. Среднегодовое число осадков 450-500 мм/год.

Месторождение открылось в 1966 г. при первой поисковой скважиной 152, промышленная эксплуатация началась с 1982 г. Подача сырья стала осуществляться в 1982 г. через нефтепровод Александровское-Томск-Анжеро-Судженск [9].

2.1 Стратиграфия

По данным бурения породы фундамента в районе исследования представлены, в основном, формациями промежуточного комплекса – известняков с прослоями терригенных и эффузивных пород различной мощности. Отложения промежуточного комплекса вскрыты десятью скважинами: шестью разведочными и четырьмя эксплуатационными. Наиболее полный разрез промежуточного комплекса (толщина 1525 м) вскрыт в скв. 170.

В основу стратиграфического расчленения осадочного чехла положено выделение ряда свит, имеющих местное название, так как границы таких свит, выделяемых по комплексу литологических и палеонтологических признаков, не всегда совпадают с хронологическими границами обычных подразделений стратиграфической шкалы (отделов, ярусов).

Палеозойская группа (PZ) + Девонская система (D)+Верхний отдел (D₃)+Лугинецкая свита (D₃/q)

Палеозойские породы вскрыты скважиной № 170, объединяются в лугинецкую свиту и возраст их определен как верхнедевонский (D₃/q). Девонские образования представлены однородными, кремовыми, серыми, внизу массивными темно-серыми глобоидными водорослево-фораминиферовыми известняками, слабо метаморфизованными с многочисленными трещинами, выполненными белым и серым кальцитом и коричневато-серым доломитом, и прослоями терригенных пород (аргиллитов, алевролитов) и эффузивов различной мощности [7]. Магматические тела в разрезе промежуточного комплекса на Лугинецкой площади скважинами не вскрыты и по данным гравимагниторазведки [1] в данном районе отсутствуют.

Пермская + Триасовая системы (P+T)

По палеозойским отложениям развиты древние породы коры выветривания. Кора выветривания охарактеризована керном из скв. № 151

представлена переотложенной каолинизированной и карбонатизированной породой, сильно выветрелой. В остальных скважинах она выделяется только по каротажу. Возраст коры выветривания с известной долей условности принимается как позднепермский раннетриасовый. Мощность коры выветривания - от нескольких метров до 25 м. В скв.№180 из отложений коры выветривания (горизонт М) получен приток нефти [7].

Мезозойская группа (MZ)

Представлена, в большинстве песчано-глинистыми породами, субгоризонтально залегающими на палеозойском фундаменте [8].

Юрская система (J)

Юрская система в разрезе месторождения представлена средним и верхним отделами:

- Средний-верхний отделы (J_{2-3})
- Байос-сбатский + нижний келловейский (J_2 b-bt)+ J_3 k)

Тюменская свита (J_2 tm)

Среднеюрские породы залегают на выветрелых образованиях промежуточного комплекса со стратиграфическим и угловым несогласием. Отложения средней юры объединяются в тюменскую свиту (J_2 tm), возраст которой датируется как байос-батский (средний отдел) и нижне-келловейский (верхний отдел юры). Отложения тюменской свиты характеризуются повсеместным распространением, представлены песчано-глинистыми породами континентального генезиса с прослоями углей и углистых аргиллитов. Также встречаются песчаные пласты $Ю_6$ - $Ю_2$. Полностью отложения тюменской свиты вскрыты в 10 скважинах, мощность свиты изменяется от 112 до 141 м [7].

Верхний отдел (J_3)

Верхний отдел в разрезе месторождения представлен всеми ярусами: келловейским, оксфордским, кимериджским и волжским. Общая мощность этих отложений составляет около 75-110 м. Келловейский, оксфордский и

кимериджский ярус (J_2k+J_3o-km) Васюганский горизонт ($J vs$) Васюганский горизонт в Томской области включает васюганскую и наунакскую свиты.

В районе со свитами васюганского горизонта связывают песчаные пласты группы $Ю_1$. Почти повсеместно в Западной Сибири, где развиты морские образования васюганского горизонта, в разрезах на границе с тюменской свитой устанавливается в разной степени песчанистый базальный пласт. В современных схемах он рассматривается, как пласт $Ю_2^0$ и выделяется в качестве пахомовской пачки [7].

Васюганская свита ($J_3 vs$)

Сложена переслаиванием песчаников и алевролитов, разделенных прослоями аргиллитов, участками углистых, встречаются маломощные прослои углей. Песчаники васюганской свиты серые, буровато-серые, алевролиты серые, светло-серые, буровато-серые, в нижней части разреза песчанистые, в верхней - глинистые и известковистые, часто сидеритизированные. Слоистость пород косая, горизонтальная и перекрестная [7, 9].

Кимериджский ярус ($J_3 km$)+Георгиевский горизонт ($J gr$)

В качестве стратотипа принята георгиевская свита. Горизонт имеет глинистый состав и чрезвычайно непостоянную мощность. Стратиграфическое положение и объем георгиевской свиты в типовой местности, а соответственно и георгиевского горизонта, является дискуссионным. В подошве в большинстве районов обособляется пачка песчаников с глауконитом ($Ю_1^0$ - барабинская пачка в современном понимании), которую еще в 1969 г. Ф.Г. Гурари и др. предлагали включать в основание георгиевской свиты, как это и сделано в современных схемах. На юге Западной Сибири горизонт объемлет георгиевскую и низы марьяновской свит. [7].

Георгиевская свита (J_3gr)

Стратотип георгиевской свиты установлен в разрезе скв. Большереченской 1-Р в интервале глубин 2547-2533 м [6]. Представлена

аргиллитами, иногда в ее подошве выделяется песчано-алевролитовый прослой, который можно рассматривать в качестве базального слоя киммериджской трансгрессии. Этот песчано-алевролитовый прослой индексируется как продуктивный пласта Ю₁⁰ и включается в состав продуктивного горизонта Ю₁ васюганской свиты, т. к. он составляет с продуктивными пластами васюганской свиты единый массивно пластовый резервуар, хотя стратиграфически он относится уже к другой свите - георгиевской, возраст которой определяется как киммериджский. Аргиллиты георгиевской свиты черного цвета имеют мощность до 10 м, однако на значительных по площади участках Лугинецкого месторождения эти отложения отсутствуют.

***Волжский-берриасский ярусы (J₃ v-Ki b)+ Баженовский горизонт
(J₃-K₁ bg)***

На территории юго-востока Западно-Сибирской равнины (в пределах Томской области) горизонт представлен баженовской свитой. Толща хорошо выдержана по латерали и прослежена в южных, центральных и северных частях Западной Сибири. В многочисленных разрезах баженовской свиты совместно с характерным для типового разреза комплексом фораминифер, двустворок, спор и пыльцы найдены и аммониты. Таким образом, баженовский горизонт принимается в объеме верхов нижней волги - низов нижнего берриаса. На юге Западной Сибири горизонт представлен битуминозными аргиллитами баженовской свиты и аргиллитами верхов марьяновской свиты. В качестве продуктивного горизонта рассматривается как пласт Ю⁰.

Баженовская свита (J₃-K₁ bg) – представлена известковистыми аргиллитами, отличающимися от остальной толщи пород отсутствием сланцеватости или тонкой слоистости» Плотности их кажущееся сопротивление повышена - 30-75 ом/м. Она завершает разрез верхнего отдела. По возрасту она относится к волжскому ярусу, имеет повсеместное распространение. Мощность свиты на месторождении от 8,2 до 15,2 м.

Меловая система (К) – представлена всеми отделами и ярусами и подразделяются (снизу вверх) на куломзинскую и тарскую свиты валанжинского яруса, кияликскую свиту готерив-барремского возраста, покурскую свиту апт-альб-сантона, ипатьевскую свиту сантон- коньякского возраста. Продуктивные пласты в описываемой толще отсутствуют. Толщина отложений меловой системы составляет 1850-2080 м.

Кайнозойская группа (KZ) + Палеогеновая система (P)

Палеогеновые отложения разделяются на две толщи - нижнюю глинистую (талицкая и люлинворская свиты) и верхнюю песчаную (чеганская свита, некрасовская и бурлинская). Общая толщина палеогеновых пород 250-280 м.

Четвертичная система (Q) Четвертичные осадки представлены песками и глинами толщиной 10-40 м.

2.2 Тектоника

В тектоническом отношении месторождение приурочено к Лугинецкому локальному поднятию (л. п.) – структуре третьего порядка, расположенной в северо–западной периклинальной части Пудинского мегавала – положительной структуры первого порядка. Мегавал имеет северо-западное простирание и осложнен серией куполовидных поднятий (КП) второго порядка (Лугинецкое, Пудинское, Горелоярское КП, Останкинский вал и др.).

С северо–запада Пудинский мегавал граничит с Усть–Тымской рифогенной зоной, сочленяясь с ней моноклиально с углом наклона 2–3°. Моноклиальный склон постепенно переходит в северный борт Лугинецкого поднятия, которое имеет изометрическую форму, характерную для структур плитных комплексов платформ.

По отражающему горизонту Φ_1 (кровля до юрских отложений) Лугинецкое локальное поднятие оконтуривается изогипсой – 2450 м. Его

размеры составляют 24х23 км, амплитуда - 130 м. По горизонту Φ_2 в центральной, западной и восточной частях Лугинецкого локального поднятия выделяются три приподнятые зоны унаследованно отражающиеся в структурной поверхности вышележающих юрских отложений. Характерной особенностью является осложненность структуры по горизонту Φ_2 множеством разрывных нарушений, которые по мнению большинства исследователей затухают в юрских отложениях.

По отражающему горизонту Π_a (подошва баженовской свиты) размеры Лугинецкого л. п. в пределах оконтуривающей изогипсы – 2260 м равны 22х20 км, амплитуда – 120 м. Углы падения изменяются от $1^\circ 15'$ до $1^\circ 55'$ на северном и восточном.

В настоящее время установлено, что Лугинецкая структура осложнена множеством приподнятых зон, структурных носов, мысов, впадин и ложбин, контролирующих площадное распространение контуров нефте- и газоносности. По результатам бурения скважин кустов 47 и 36 месторождение разделилось на два купола – западный и восточный.

В западной части Лугинецкого поднятия выделяется Западно – Лугинецкий структурный мыс – локальное поднятие, перспективное для расширения площади нефтегазоносности, где пробурена скв. 186 и намечается продолжение разведочного бурения [5].

2.3 Нефтегазоносность

Нефтегазоносность в пределах Лугинецкого месторождения установлена в отложениях коры выветривания и верхней части разреза известняков доюрского комплекса (горизонт М) и в верхнеюрских отложениях (горизонты Ю_2 и Ю_1).

Продуктивность горизонта М выявлена в результате опробования скв.180. При опробовании его в интервале 2428-2438 м (а.о. - 2310-2320 м) получен приток нефти дебитом $6 \text{ м}^3/\text{сут}$ на 4 мм штуцере и газа - 2,4

тыс.м³/сут, газовый фактор - 400 м³/м³. после проведения интенсификации притока методом СКО дебит нефти составил 8,2 м³/сут на 4 мм штуцере. Форма и тип залежи в коре выветривания и трещиноватых карбонатах доюрского комплекса не выяснены и требуют дальнейшего изучения.

Индустриальная нефтегазоносность Лугинецкого месторождения сопряжена с результативными песчано-алевролитовыми коллекторами горизонтов Ю2 и Ю1 (верхняя лейас).

Горизонт Ю2 вскрыт множеством пробуренных разведывательных и рабочих скважин в глубине 2314,4-2426,8 м (а.о.-2196,2-2331,4 м). Литологически простор разнородный. Единая слой его модифицирует в весьма крупном спектре с 1,5 м (скважины №510) вплоть до 75,1 м (скважины № 166). Посредственная результативная нефте- и газонасыщенная слой одинакова, в соответствии с этим, 6,8 м и 17 м. Согласно участка его распространения помечаются области неимения слоя, или коллектора. Нефтяной запас с газовой шапкой равнозначен основной доли текстуры и протягивается с северной стороны на южную. Газовая шапка вскрыта 2-мя скважинами № 151 и № 180, пробуренными в сводовой доли текстуры. Присутствие опробования скважины № 151 в промежутке 2327-2336 м (а.о. - 2203,8-2212,8 м) приобретен источник газа дебитом 464,3 тыс. м³/сут посредством 17,5 миллиметров патрубков присутствие депрессии в слой - 5,42 МПа. В то же время совместно с газом с скважины действовал газоконденсат, расход его 39,8 м³/сут посредством 15,4 миллиметров патрубков. Пластовое влияние - 24,39 МПа. Нефтеносность кругозора доказана изучением рабочих скважин. В следствии изучения скважина № 728 в промежутке 2468-2474 (а.о. -2246-2250 м) приобретен поступление нефти первоначальным дебитом 39,2 т/сут в 4 миллиметров штуцере.

Запасы УВ согласно горизонту Ю2 вычислены согласно группы С1. Среднее роль коэффициента пористости установленное с целью подсчета резервов точно также 0,176 - с целью штанговый доли слоя, 0,187 - с целью газовой, показатель нефтенасыщенности - 0,556, газонасыщенности - 0,83.

Горизонт Ю1 васюганской свиты, включающий приблизительно 95 % резервов нефти и газа месторождения, делится в 5 результативных пластов внизу вверх: Ю14, Ю13, Ю12, Ю11 и Ю10, отгороженных глинистыми перемычками шириной с 1-2 вплоть до десяти и наиболее метров. Любой с упомянутых пластов возможно расценивать равно как независимую пластовую сводовую заваль. Довольно вынесенными согласно участка и разрезу считаются пласты Ю14 и Ю13, залегающие в исподней доли васюганской свиты и включающие совместно приблизительно 80% итоговых резервов углеводородов месторождения.

Пласт Ю₁⁴ вскрыт почти абсолютно всеми пробуренными скважинами в глубине 2298-2413 м (а.о. -2179,8-2293,6 м). Редкий случай оформляют маленькие зоны в ориентальной доли текстуры, в каком месте слой или не имеется, или показан герметичными разностями (регион скв. №№598, 614, 615, 651, 811, 1140, 1157). Шиной с целью слоя предназначается дамба, презентованная аргиллитами и алевролитами, шириной с 0,8 м (скв. №170) вплоть до 16,8 м (скв. №567). Слой Ю14 разнородный и показан песчаниками с маленькими прослоями алевролитов, единая слой его колышется с 2,2 м (скв. №715) вплоть до 26,8 м (скв. №678). Сырьевой ресурс, обнаруженный в пласте, конкретно разделен на 2 области, приноровленных к западному и ориентальному куполам и обладающие независимые газ жидкие контакты, отбиваемые в равной оценке (ГНК -2225 м, ВНК - 2244 м). Среднее роль нефте- и газонасыщенных толщин в полном согласно пласту точно также, в соответствии с этим, 5,8 и 7,1 м. С целью ориентальной доли текстуры - 4,4 м и 1,7 м. Среднее роль пористости, установленное с целью подсчета резервов, колышется с 0,172 с целью штанговой доли слоя вплоть до 0,179 с целью водяной. В полном согласно месторождению слой характеризуется более большими фильтрационными особенностями, посредственная пропускаемость 0,024 мкм². Показатель нефтенасыщенности наименьший 0,62 в нефтяной доли слоя, наибольшее его

роль в газовой-нефтяной доли слоя и точно также 0,694, газонасыщенности - 0,723.

Пласт Ю₁³ имеет равномерное распределение по площади и вскрыт на глубине 2278,8-2386,4 м (а.о. -2160,5-2291 м). В разрезе многих скважин слой заключается с 2-ух элементов, распределенных среди собою алевролитовыми пропластками. Литологическая переменчивость разных элементов слоя считается фактором непростого нрава перемены результативных толщин. Единая слой его колеблется в просторном спектре с 2,0 м (скв. № 620) вплоть до 25,4 м (скв. № 160). Среднее роль нефте- и газонасыщенных толщин в полном согласно пласту точно также 6,2 и 7,2 м в соответствии с этим. Фильтрационные качества слоя в полном согласно участка существенно уступают таким нательного слоя Ю14, среднее роль проницаемости равняется 0,0135 мкм². Среднее роль пористости установленное с целью подсчета резервов колеблется с 0,164 с целью газовой-нефтяной доли слоя, вплоть до 0,173 с целью водяной. Наименьший показатель нефтенасыщения 0,601 в нефтяной доли слоя, наибольший - 0,626 установлены с целью газовой-нефтяной доли слоя, показатель газонасыщенности с целью газовой области - 0,706, газовой-нефтяной - 0,724.

Пласт Ю₁³ проверен и изучен в основной массе пробуренных скважин. Наибольший расход нефти 75,7 м³/сут в 11,5 миллиметров штуцере присутствие

Пласт Ю₁³ проверен и изучен в основной массе пробуренных скважин. Наибольший расход нефти 75,7 м³/сут в 11,5 миллиметров штуцере присутствие.

Пласт Ю₁² вскрыт множеством пробуренных скважин в глубине 2269,6-2372 м (а.о. -2151,4-2276,6 м) и показан категорией песочных пропластков, залегающих в стопке переслаивания песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей материкового генезиса. Согласно участка распространения акцентируют области или абсолютного неимения слоя, или

неимения коллектора. Максимальное число широких и маленьких подобных полос удаленно в основной и полуденной составляющих текстуры. Единая слой слоя модифицирует в весьма крупном спектре с 0,8 м (скв. № 168) вплоть до 22 м (скв. № 152). Результативные нефте- и газонасыщенные толщины в полном согласно пласту одинаковы, в соответствии с этим: 2,2 м и 3,2 м. Показатель раскрытой пористости утвержденный с целью подсчета резервов меняется с 0,156 с целью штанговой вплоть до 0,169 - с целью нефтяной области, показатель нефтенасыщенности равный 0,599, газонасыщенности - 0,63 с целью газово-нефтяной и 0,64 - с целью газовой полос.

Пласт Ю₁¹ вскрыт в глубине 2260-2376 м (а.о. -2141,8-2256,8 м) и обладает кроме того двузональный вид распространения согласно участка. Более широкие области неимения слоя либо коллектора акцентируют в северо-западной и юго-ориентальной составляющих текстуры, в прочей доли участка данное маленькие зоны, оттеняемые в границах 1-2, пореже 4-х скважин. Единая слой слоя меняется с 1,0 м (скважина № 751) вплоть до 20,4 м (скважина № 890). Песчаники слоя Ю11 считаются характерными отложениями руслового генезиса. Обычные значимости результативных нефте- и газонасыщенных толщин в полном согласно пласту одинаковы, в соответствии с этим, 2,9 м и 2,7 м. Показатель пористости, утвержденный с целью подсчета резервов, колеблется 0,152 с целью газово-нефтяной вплоть до 0,156 с целью штанговой и водяной полос.

Коэффициент нефтенасыщенности - 0,648, газонасыщенности с целью газовой области - 0,736, с целью газово-нефтяной - 0,715. Слой попробован в основной массе скважин равно как независимый предмет, таким образом, и вместе с пластами Ю₁⁰ и Ю₁². Наибольший расход газа присутствие опробовании скважины №152 в промежутке 2285-2279 м (а.о. - 2181,2-2175,2 м) собрал 120 тыс.м³/сут посредством 15,4 миллиметров шайбу присутствие депрессии в слой одинаковой 4,17 МПа. Расход нефти присутствие общем опробовании пластов Ю₁¹+Ю₁² в скважине №165 в

промежутке 2326-2312м (а.о.-2233,3-2219,3 м) собрал 21,7 м³/сут в 8 миллиметров штуцере присутствие депрессии в слой одинаковой 16,6 МПа. Резервы углеводородов согласно пласту Ю₁¹ вычислены согласно группы С1. [3]

2.4 Гидрогеологические условия

В гидрогеологическом отношении Лугинецкое месторождение находится в пределах Западно-Сибирского артезианского мегабассейна и принадлежит Среднеобскому бассейну второго порядка.

При согласовании с гидрогеологической стратификацией в разрезе Лугинецкого месторождения акцентируются 2 гидрогеологических этажа: низший и наружный, поделенные сильной в большей степени глинистой толщей турон-олигоценного года. Данная толщина считается областным водоупором. Низший радиогидрогеологический ярус содержит отложения палеозоя, юры и выметала. Отличительными чертами гидрогеологических обстоятельств этого этажа считается затрудненный обмен, высокая окаменение водчик и сущность многих макро- и микрокомпонентов. К устаревшим и палеозойским отложениям приурочены месторождение нефти и газа. Наружный радиогидрогеологический ярус содержит отложения палеогена и неогена. Находящийся под землей вода неинтересные и обширно применяются с целью питьевого и технологического водоснабжения.

2.5. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Оценка перемены результативных, газо- и нефтенасыщенных толщин результативных пластов доводится в основе геофизических изучений скважин (ГИС). Акцентирование коллекторов и установление их фильтрационно-ёмкостных качеств (ФЕС) с целью горизонтов Ю₁ и Ю₂ велось согласно итогам единой интерпретации промыслово-геофизических,

колонковых и гидродинамических изучений. Лабораторские изучения велись согласно обычным методам. Из-за полный промежуток, включая с поисково-разведывательных трудов в месторождении и дальнейшей эксплуатацией согласно наше время период с отбором керна, пробурено 62 скважины, с их 25 разведывательных. В целом изучено 1817 стандартов высоких пород, показанных песчаниками, алевролитами, аргиллитами.

Несмотря в огромное число геологической данных, единичные доли разреза, в особенности верхняя доля (пласты Ю₁⁰, Ю₁¹ и Ю₁²), кирном озарены недостаточно. Максимальный заинтересованность согласно исследованию коллекторских качеств согласно участка с места зрения предметов исследования предполагают пласты Ю₁³ и Ю₁⁴.

По пласту Ю₁³ прослеживается конкретная регулярность в распределении результативных толщин, проявленная в повышении их с веста в азия. Присутствие данном слой в западной и основной составляющих участка распространения слоя в большей степени с 5 вплоть до 10 м, с небольшими местными зонами с 10 вплоть до 14,2 м (регион скв. №№ 701, 1191, 726). Повышение толщин наиболее 10 м замечается в восходе основной доли участка и длится в её ориентальном течении. Тут ранее в совокупном фоне результативных толщин с десяти вплоть до пятнадцати м акцентируются единичные местные зоны, равно как с шириной менее ДЕСЯТИ м (скв. №559 - 6,8 м, № 595 - 3,0 м, № 485 – 7,2 м), таким образом и более ДЕСЯТИ м (скв. № 662 - 16,8 м, № 615 - 16 м, № 590 - 18 м). Снижение результативных толщин слоя совершается из-за результат глинизации его в кровле, или в подошве. Нефтенасыщенные толщины обладают в ориентальной доли участка крупные значимости. Слой разнородный, то что подтверждается присутствием множественных пропластков, слой каковых колышется в крупном спектре с 0,3 вплоть до 9,6 м. Число пропластков, оттеняемое в разрезе скважин колышется с 1 вплоть до 8, среднее роль коэффициента расчлененности в полном согласно пласту является 3,3, с целью результативной доли - 3,1.

Песчанность слоя в конкретной грани находится в зависимости с коэффициента расчлененности, и нежели более песчанность, этим менее Кр. Таким образом в скважинах, в каком месте Кр колеблется с 1 вплоть до 3, Кпес меняется в главном в границах 0,6–1,0 и присутствие Кр одинаковом 4 и больше, Кпес - 0,33-0,76. Среднее роль Кпес в полном согласно пласту является 0,67, с целью результативной доли - 0,73.

Причиной непростого нрава перемены результативных толщин считается литологическая переменчивость разных элементов слоя. Согласно механическому формуле коллектора презентованы тонко-гранулированными песчаниками с посредственным величиной семян 0,131 миллиметров. Показатель сортировки в исподней доли слоя Ю₁³ меняется таким образом ведь, равно как и в исподней доли слоя Ю₁⁴. Согласно нраву перемены данных характеристик возможно рассматривать, то что развитие коллекторов исподней доли слоя Ю₁³ совершалось в обстоятельствах схожих с слоем Ю₁⁴, а непосредственно, в мелкодонной береговой доли моря-океана. Вид перемены механического состава и распределение использованного материала показывают в нередкую замену гидродинамических обстоятельств осадконакопления в разных составляющих слоя.

Условия развития отложений слоя Ю₁³ отпечатались и в нраве перемены его коллекторских качеств, равно как согласно участка, таким образом и согласно разрезу. ФЕС коллекторов верхней и исподней элементов слоя существенно различаются товарищ с приятеля, в особенности данное различие прослеживается в фильтрационных свойствах песчаников. Согласно разрезу в полном с целью слоя прослеживается усовершенствование коллекторских качеств внизу наверх с 0,13 вплоть до 0,21 с целью пористости и с 5 вплоть до 70*10⁻³ мкм² с целью проницаемости. Согласно участка ёмкостные свойства качаются в границах 0,16-0,18. Присутствие данном ряд доминируют значимости пункт, одинаковые 0,17-0,18. В этом фоне акцентируются маленькие зоны с пункт менее 0,16 (в большей степени

в северо-западной доли участка скважин №№ 567, 568, 602, 170) и более 0,18 в общераспространенных одинаково согласно целой участка.

Штат (запад) и основная (центр) доли участка распространения слоя характеризуются наиболее невысокими фильтрационными особенностями. Приблизительно в одинаковых частях презентованы зоны с значимостями Кпр с $3,6 \cdot 10^{-3}$ мкм² (скв. № 1202) вплоть до $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² и с десяти вплоть до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Значимости Кпр наиболее $20 \cdot 10^{-3}$ мкм² помечаются в маленьких местных местах, наиболее $30 \cdot 10^{-3}$ мкм² - в отдельных скважинах (скв. № 657).

По сведениям колонкового использованного материала, презентованного в существенном размере согласно пласту, очевидно, то что ячеистость согласно ГИС в основной массе ситуации ряд больше, нежели согласно керную, из-за отчислением скв. № 843, 778. Согласно проницаемости ситуация разнопланова, Кпр согласно керную в большое количество один раз больше, нежели согласно сведениям ГИС и напротив. По этой причине совершить которые-или конкретные заключения никак не является допустимым, необходимо наиболее расширенный исследование использованных материалов, с целью чего же следует осуществление широких лабораторских изучений керна.

Гидродинамические изучения согласно пласту проложены в 61 скважине в ходе эксплуатации месторождения. Среднее роль коэффициента проницаемости, приобретенное в следствии изучений точно также $6,7 \cdot 10^{-3}$ мкм², то что понижее смыслов Кпр, приобретенных согласно керну и ГИС. Данное, вероятно, сопряжено с непосредственным смещением в худшую сторону параметра в ходе исследования месторождения.

В полном согласно пласту с целью газонасыщенной его доли ФЕС ряд больше, нежели с целью нефтенасыщенной, то что подтверждается лабораторными разработками керна, сведениями ГИС.

В таблице 2.5 приведены ключевые геолого-физиологические свойства результативных пластов УДНГ ЦДНГ-5.

Таблица 2.5 – Геолого-физические характеристики продуктивных пластов Лугинецкого месторождения.

	Лугинецкое месторождение				
	ед. изм.	Ю1/0-2	Ю1/3	Ю1/4	Ю2
1	2	3	4	5	6
Средняя глубина залегания	м	2260	2279	2298	2314
Тип залежи	-	Пластово-Сводовая			
Тип коллектора	-	Поровый			
Средняя общая толщина	м	18,41	14,22	11,63	22,80
Средняя эффективная толщина	м	2,91	9,74	8,31	11,50
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	3,52	6,60	5,30	3,14
Средняя водонасыщенная толщина	м	3,01	8,10	6,71	9,32
Пористость	доли ед.	0,156	0,166	0,175	0,174
Средняя нефтенасыщенность ЧНЗ	доли ед.	0,67	0,62	0,64	0,57
Средняя нефтенасыщенность ВНЗ	доли ед.	0,68	0,63	0	-
Проницаемость (по геофизике и керну)	мкм ²	0,006	0,014	0,024	0,008
Коэффициент песчаности(общая. Часть)	доли ед.	0,46	0,68	0,72	0,50
Коэффициент расчлененности	доли ед.	4,1	3,3	3,3	5,6
Начальная пластовая температура	С	81	81	81	81
Начальное пластовое давление	атм.	243	243	243	243
Вязкость нефти в пл. Усл.	мПа*с	0,3	0,3	0,3	0,3
Плотность нефти в пл. Усл.	кг/м ³	639	639	639	639
Плотность нефти в пов. Усл.	кг/м ³	828	828	828	828
Абсолютная отметка ВНК	м	2243	2243	2243	2243
Объемный коэф. Нефти	доли ед.	1,62	1,62	1,62	1,62
Содержание серы в нефти	%	0.2-0.51	0,4	0,32	0,46
Содержание парафина в нефти	%	0.64-6.26	3,4	3,08	2,45
Давление насыщения нефти газом	атм.	243	243	243	243
Газосодержание нефти	м ³ /т	223	223	223	223
Вязкость воды в пл. Усл.	мПа*с	0,36	0,36	0,36	0,36
Плотность воды в пл. Усл.	кг/м ³	1000	1000	1000	1000
Средняя продуктивность	сут*Мпа	8,8	-	-	3,2

Пласт Ю₁⁴ Слой Ю14 в исследуемой участка, равно как указывалось прежде, конкретно делится в амбровый и вестовый купола. Амбровый характеризуется ряд дешёвыми значимостями результативных толщин, а кроме того газо- и нефтенасыщенных толщин согласно сопоставлению с западным и в полном согласно пласту. Результативная слой слоя колыхается в просторном спектре с 0,8 вплоть до 21,2 м. Слой разнородный, число

песочных прослоев, оттеняемых в разрезе меняется с 1 вплоть до 9 присутствие промежутке перемены толщин с 0,4 вплоть до 6,8 м.

Пористость и пропускаемость слоя изменяется никак не только лишь согласно участка, однако и согласно разрезу таким образом ведь, равно как и в абсолютно всех слоях, формировавшихся в промежуток регрессии. В исподней доли слоя прослеживается градационное повышение посредственных смыслов пористости с 0,13 вплоть до 0,2, с проницаемостью с $3 \cdot 10^{-3}$ мкм² вплоть до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Вышележащая доля разреза характеризуется посредственными значимостями пористости 0,18-0,21, а проницаемостью $(50-90) \cdot 10^{-3}$ мкм².

2.6. Физические свойства нефти, газа и воды

Согласно итогам изучения неглубоких проверок черное золото юрских пластов Лугинецкого месторождения простая, мобильная, малосмолистая, с целью многих проверок свойственно невысокое сущность асфальтенов. Но итоги изучения отделенных проверок говорят о разнородности физико-хим качеств нефти. В случае если в полном согласно посредственным значениям нахождения парафина и серы в пробах черное золото характеризуется равно как малосернистая и парафинистая, в таком случае черное золото слоя Ю₁² сернистая и высокопарафинистая (сущность серы и парафина 0,51 % и 6,25 %, в соответствии с этим). Высокое сущность серы замечается кроме того в определенных пробах нефти слоя Ю₁³, Ю₁⁴ и Ю₂, парафина - в слоях Ю₁³ и Ю₁⁴. Вогнанные сведения говорят о местной изменчивости качеств нефти согласно участка и разрезу. Структура и качества нефти и газа Лугинецкого месторождения повергнуты в таблице 2.6.

По сведениям рассмотрения проверки отделенной нефти кругозора М (слой выветривания), выделенной в свободно конвертируемая валюта. №180, черное золото данной месторождение различается с юрских нефтей: возлюбленная трудная (насыщенность 0,827 г/м³), характеризуется высоким вхождением асфальтенов (2,4 %), сернистая (сущность дымчаты 0,67 %), высокопарафинистая.

Таблица 2.6 – Состав и свойства нефти и газа Лугинецкого месторождения

Состав и свойства	Параметры
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	827,05
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	674
Плотность пластовой воды, кг/м ³	1030
Объемный коэффициент нефти	1,3985
Давление насыщения, МПа	15,9
Молекулярная масса газа	22,77
Состав газа, молярная концентрация, %	
H ₂ S	0
CO ₂	1,3825
N ₂	1,1425
CH ₄	74,915
C ₂ H ₆	7,21
C ₃ H ₈	8,46
C ₄ H ₁₀	3,345
i-C ₄ H ₁₀	1,22
C ₅ H ₁₂	0,595
i-C ₅ H ₁₂	0,43
C ₆ H ₁₄ и высшие	0,465
гептаны	0
октаны	0
остаток	0
Плотность газа, кг/м ³	0,949
Динамическая вязкость нефти, МПа*с	0,495
Вязкость дегазированной нефти, МПа*с	3,585

Растворенный газ месторождения сухой, с преобладанием метана (от 64,77 до 84,35 %). Составляющие компоненты свободного газа: метан (от 78 до 92 %), что выше среднего, чем в растворенном газе, а также присутствуют азот (от 2,03 до 11,5 %), двуокись углерода (0,1 -1,63 %), сероводород отсутствует, содержание гелия (менее 0,03 %). Согласно химической формуле устойчивый газоконденсат обладает метаново-парафиновую базу с небольшими добавками ароматических углеводородов (4,1-6,4 %). В разрезе акцентируется 6 водоносных ансамблей (см. раздел 2.4). Пластовые вода кругозора Ю₁ принадлежат к хлоркальциевому виду. С целью их свойственно небольшое сущность сульфатов 3,8 мг/л) и высокая сосредоточение ионов кальция 1097,8 мг/л). Окаменение водчик значительная и является 45,8 г/л, насыщенность 1034 кг/м³. Ковкость вода в пластовых обстоятельствах присутствие горячке 81°С является 0,37 мПа* с. [8]

3. Анализ разработки Лугинецкого месторождения

Месторождение располагается в третьем периоде исследования и характеризуется стабильным уровнем добычи нефти. Скопленная продукция нефти согласно каприз в 01.01.2014 года является 18235 тыс. т, часть конденсата является – 2020,2 тыс. т. Показатель извлечения нефти собрал 0,35, водяной условие – 0,67, среднегодовая обводненность продукта добилась семьдесят % [4].

Текущее пластовое влияние в области отбора в 01.01.2014 г. согласно пласту Ю13 – 22,13 МПа, согласно Ю14 – 21,45 МПа, начальное пластовое влияние согласно сведениям пластам – 24,3 МПа. Соотношение действующих нагнетательных скважин (79 ед.) и действующих добывающих (162 ед.) на 01.01.2014 г. составило 1,96 (рисунок 3.1).

За период 2004-2014 гг. произошло значительное снижение годовых отборов нефти по месторождению. Так в 2004 году отбор нефти достигал 1011,2 тыс. т, начиная с 2005г. наблюдается снижение добычи нефти. В 2013 году отбор нефти составил 572,5 тыс. тонн. Средний дебит нефти снизился с 18,4 т/сут (2004 г.) до 11,62т/сут (2013 г.), средний дебит жидкости 46,79 т/сут. Годовая добыча жидкости по сравнению с 2004 г., напротив, увеличилась на 101,4 тыс. т и в 2014 г. составила 2457,4 тыс. т, обводненность добываемой продукции выросла с 42,1% (2004 г.) до 75,2 % (2014 г.) (рисунок 3.3).

Пробуренный фонд (на 01.08.2013) составляет 585 скважин. Действующий добывающий фонд скважин за 2013 г. по состоянию на конец года находился в пределах 192 скважин. Объем закаченной жидкости по пластам Лугинецкого месторождения компенсирует добычу жидкости в среднем на 40,0-60,0%, т.е. по месторождению продолжается процесс не до компенсации (рисунок 4.4).

В эксплуатации месторождения основной объем добычи нефти и конденсата принадлежит фонтанному способу. Добыча нефти

механизированным способом началась в 1989 г. с оборудования скважин штанговыми насосами (ШГН). С 1990 г. началось оборудование скважин электропогружными насосами (ЭЦН) [1; 4].

Эрлифт использовался в период 1995-2001 гг.. Бескомпрессорный газлифт применялся только в период 2003-2007 гг., добыча нефти составила 6.8 тыс. т. Максимальное использование фонтанного способа эксплуатации обусловлено высоким газо-содержанием добываемой жидкости, который осложняет работу различных типов насосов.

С 2005 года наблюдается тенденция преобладания механизированного способа эксплуатации скважин над фонтанным способом, что связано с ростом обводненности добываемой продукции.

По состоянию на 01.01.2014 г. на месторождении пробурено 585 скважин из них: 194 эксплуатационный фонд добывающих скважин, из них 118 скважин эксплуатируется механизированным способом с применением УЭЦН, 4 скважины ШГН, 72 скважины фонтанным способом; 100 нагнетательных; действующий фонд 155 скважин, бездействующий 39 скважин, 17 скважин контрольные и пьезометрические (рисунок 3.2). Средний дебит по нефти составляет 10,4 т/сут., средний дебит по жидкости 42,6 м³ /сут., средняя обводненность 72 % об.

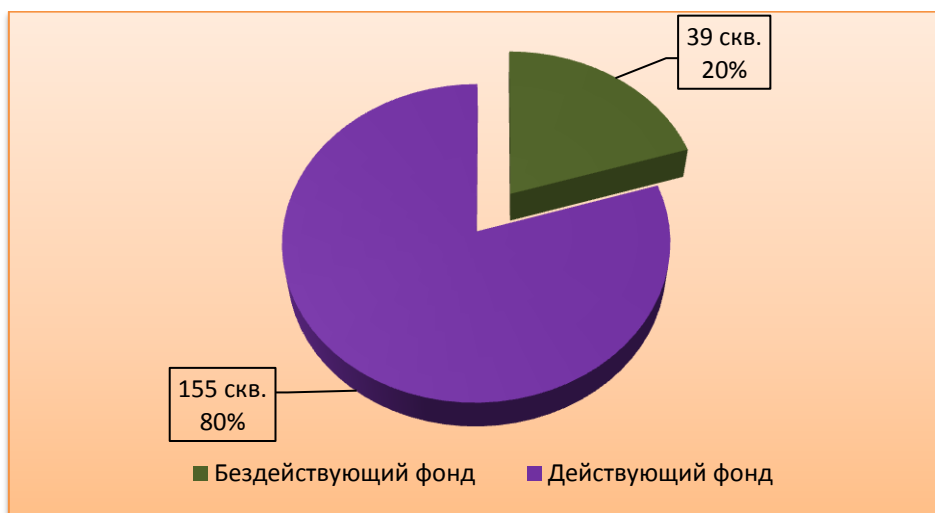


Рисунок 3.1 – Структура эксплуатационного фонда Лугинецкого месторождения на 1 января 2014г.

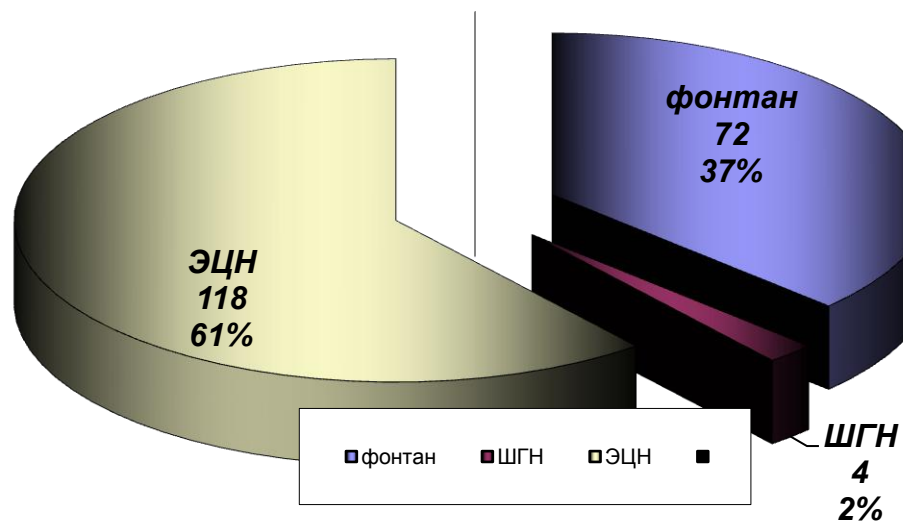


Рисунок 3.2 – Структура действующего фонда Лугинецкого месторождения на 1 января 2014г.

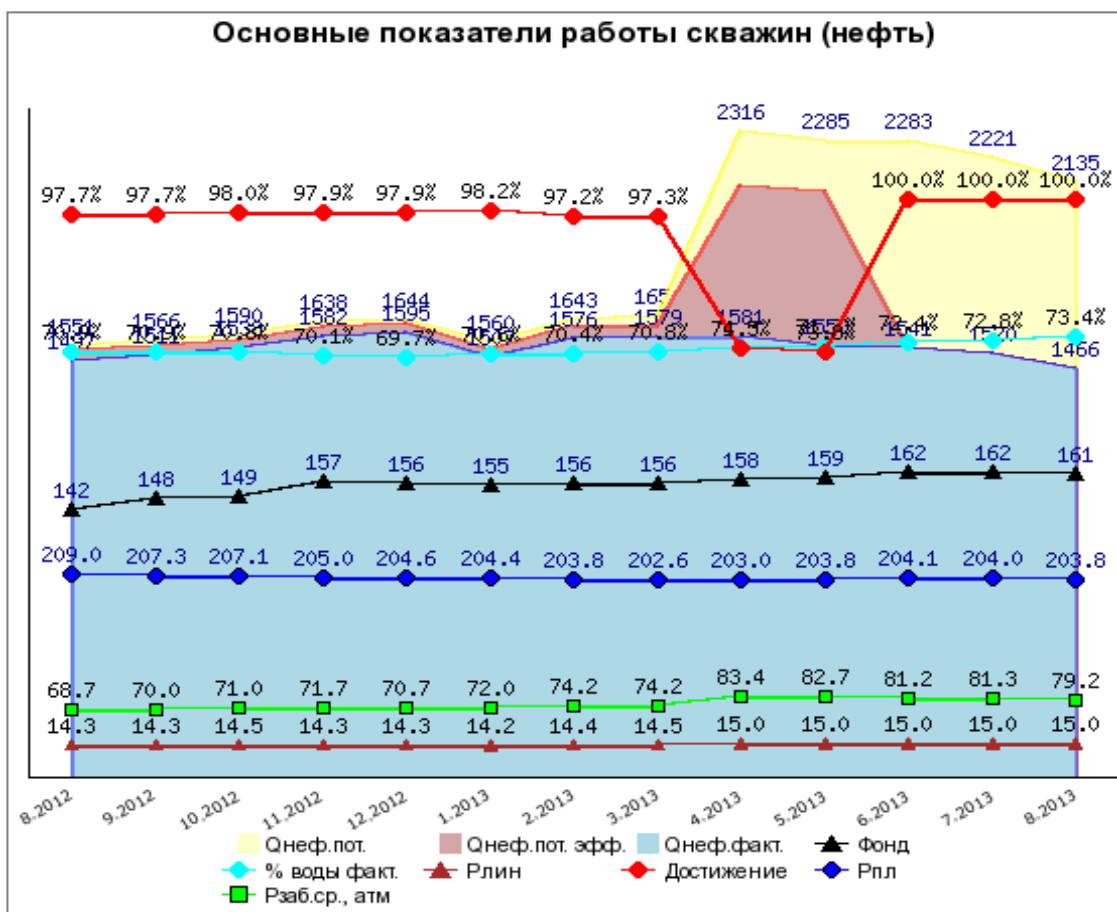


Рисунок 3.3 – Основные показатели работы скважин (нефть).

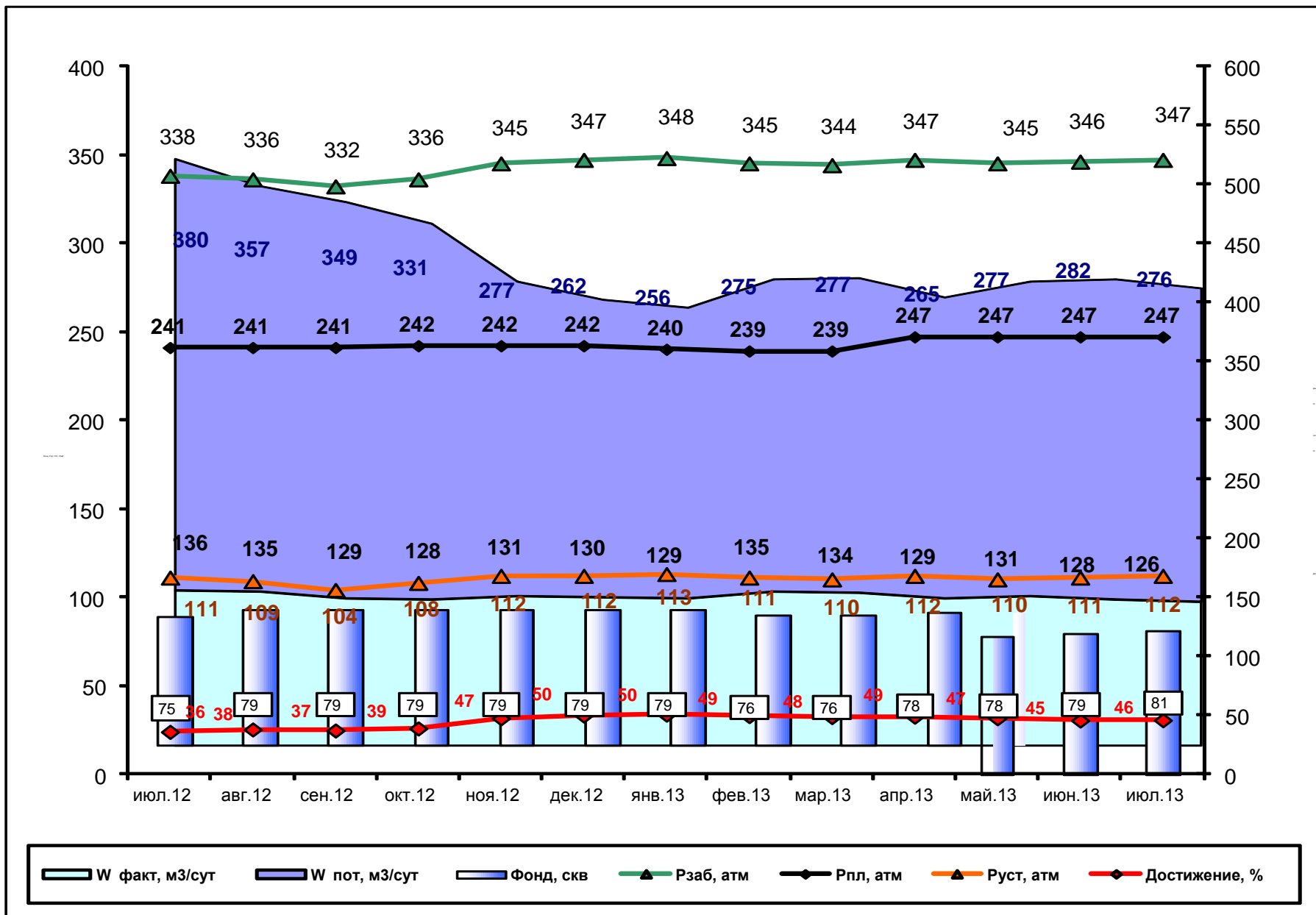


Рисунок 3.4 – Основные показатели работы скважин

Нагнетательный фонд скважин на Лугинецком месторождении составляет 187 скважин [1; 3].

По состоянию на 01.01.2014г эксплуатационный фонд 185 скважин, действующий 100 скважин, из них под закачкой 93скважины, 2 скважины в ожидании ликвидации, 1скважина в освоении. Эксплуатационный фонд скважин по состоянию на 01.01.2009 г. – 156 ед. (+2 ед. к уровню 2007г.), действующих - 79 ед. (из них 30 в совместной эксплуатации). Действующий фонд нагнетательных скважин сократился на 14 скважин (рис. 1.4) и распределился следующим образом: $Ю_1^{0-1-2}$ – 10 ед. (все скважины в совместной эксплуатации), $Ю_1^3$ - 60 ед. (28 скважин в совместной закачке), $Ю_1^4$ - 29 ед. (20 скважин в совместной работе), $Ю_2$ – 1 ед. (скв. № 1167 закачка осуществляется на $Ю_1^4$, $Ю_2$). Такое положение с бездействующим нагнетательным фондом может привести к разбалансировке системы разработки месторождения.

Максимальный дебит по жидкости и нефти приходится на скважины, оборудованные насосами ЭЦН. В 2008 г. прекратилась эксплуатация скважин, оборудованных плунжерными установками.

На Лугинецком месторождении эксплуатируются объекты разработки: $Ю_1^{0-2}$, $Ю_1^3$, $Ю_1^4$, $Ю_2$. В 2014 г. добыча жидкости по месторождению составила 2457.4 тыс. т, увеличение произошло за счет роста среднесуточной добычи нефти по основным объектам разработки $Ю_1^3$, $Ю_1^4$. Дебиты нефти и жидкости по объектам разработки существенно не изменились. Дебит нефти 1517 т/сут., дебит жидкости 6499 т/сут. По остальным объектам, увеличение среднегодовой обводненности произошло в пределах 2,0% - 3,0%. По основным объектам разработки обводненность продукции достигла: $Ю_1^3$ – 71,4%, $Ю_1^4$ – 74%. В таблице 3.1 представлены основные показатели разработки по объектам Лугинецкого месторождения.

Обводненность скважинной продукции в течение 2011 г. увеличилась до 66,4%. Из скважин с обводненностью продукции в интервале 50%-90% добыто нефти 274,4 тыс. т (44,2% от годовой добычи нефти), по скважинам с

обводненностью продукции менее 20,0% добыча нефти составила 238,0 тыс.т. Безводных скважин в данном году не было. Почти 5,0% годовой добычи нефти ведется из малодобитных скважин, из высокодобитных скважин добыча нефти составила 85,5 тыс. т или 13,8% годовой добычи нефти.

Распределение действующего фонда добывающих скважин по дебиту нефти и обводненности по месторождению представлено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Распределение действующего добывающего фонда скважин Лугинецкого месторождения по дебиту нефти и обводненности на 01.01.2014 г.

% воды	Дебит нефти, т/сут					Всего:
	менее 5	5 – 10	10 – 30	30 – 50	более 50	
до 2	2	0	3	0	0	5
2-20	24	11	9	6	1	51
20-50	23	4	6	3	1	37
50-90	33	17	19	6	0	75
>90	24	2	0	0	0	26
Всего:	88	23	30	11	2	194

Начальное пластовое давление на Лугинецком месторождении составляет 24,3 МПа. Система поддержания пластового давления на месторождении запущена в 1987 году, в качестве рабочего агента используется сеноманская вода. По состоянию на 01.01.2014 г. накопленный объем закаченной жидкости составил 7348,9 тыс. м³, компенсация накопленная – 78,7%. В 2014 г. годовой объем закаченной жидкости составил 3896,5 тыс. м³, что на 1126,5 тыс. м³ меньше объема 2007 г. (5023,0 тыс. м³). Максимальный объем закачки приходится на Ю₁³- 2994,2 тыс. м³ (66,0 % от годового объема закачки), текущая компенсация по пласту в целом – 74,2 %, на Ю₁⁴ – 1360,8 тыс. м³ (32,2 %) текущая компенсация – 26,3 %. Остальные 75,8 тыс. м³ приходится на Ю₁⁰⁻² (73,5 тыс. м³), Ю₂ – 1,4 тыс. м³. Пласт Ю₂ эксплуатируется на естественном режиме, текущая компенсация за год –

0,3%, осталась на уровне 2007 г. Текущая компенсация по месторождению в целом – 38,3%, в 2007 г. – 50,6%.

Приемистость нагнетательных скважин осталась практически без изменения и равна 154,5 м³/сут.

По пласту Ю₁⁴ реализована внутриконтурная система заводнения, создан барьер между газовой шапкой и нефте-насыщенной частью залежи. Внедрение барьерного ряда позволило на протяжении длительного времени вести разработку контактных запасов пласта Ю₁⁴ без прорыва газа. На восточном куполе пласта Ю₁⁴ реализуется 9-точечная система заводнения с размещением приконтурных нагнетательных скважин. На остальной части залежи реализовано очаговое заводнение. Объем закачки с начала разработки по Ю₁⁴ – 29426,8 тыс. м³, компенсация с начала разработки 86,3%.

По пласту Ю₁³ в районе газовой шапки реализовано законтурное заводнение. На остальной части внешнего контура нефтеносности реализовано при контурное, либо очаговое заводнение. Объем закаченной жидкости с начала разработки составил 36491,4 тыс. м³, компенсация с начала разработки (1987 г.) равна 124,6%. Пластовое давление в зоне отбора в течение 2011г. составляло 22,0 МПа.

Одно из осложняющих условий, которое влияет на эффективную работу механизированных скважин ,является газовый фактор. Распределение действующего фонда скважин по газовому фактору приведено в таблице 3.2 [1].

Таблица 3.2. Распределение действующих добывающих скважин по газовому фактору в 2014 году

Газовый фактор, м ³ /т	Год
	2014
0 - 200	14
200 - 600	31
600 - 1000	17
1000 - 2000	6
2000 - 4000	4
4000 - 8000	3
8000 и больше	3

На 01.01.2014 года около 77 % фонда скважин эксплуатируются в условиях высокого газо-содержания. Если в 2002 году 76 скважин эксплуатировались с газовым фактором более 800 м³/сут, то в 2005 году таких скважин было уже 83. Высокое значение среднего газового фактора наблюдается у скважин, эксплуатируемых фонтанным способом. Средний газовый фактор таких скважин составляет на 2006 год 5227 м³/сут, что на 0,1% больше чем в 2005 году, среднее значение газового фактора для скважин, эксплуатируемых погружными электро-центробежными насосами, за год возросло на 40% и, составил 1648 м³/сут. Общий средний газовый фактор всех скважин в 2014 году остановился на отметке 3101 м³/сут. По сравнению с 2002 годом данный показатель вырос на 22,6 % [3].

3.1 Анализ выработки запасов.

По оценке действующим фондом возможно добыть **9,5 млн. тонн** нефти и газового конденсата.

По оценке текущие извлекаемые запасы нефти и конденсата по месторождению составляют **38,3 млн. т.**

Действующим фондом возможно добыть **6,7 млн. тонн** нефти и конденсата. Под проектным фондом запасы оцениваются в **22,1 млн. тонн.** Почти **8,6 млн. тонн** расположено под неработающим фондом скважин (консервация, ожидание ликвидации, пьезометрические.).

Оставшиеся **0,9 млн. т.** находятся в областях, не охваченных как текущим фондом, так и программой бурения.

В настоящее время идет работа с целью уточнения стратегии разработки и размещения проектного фонда [1].

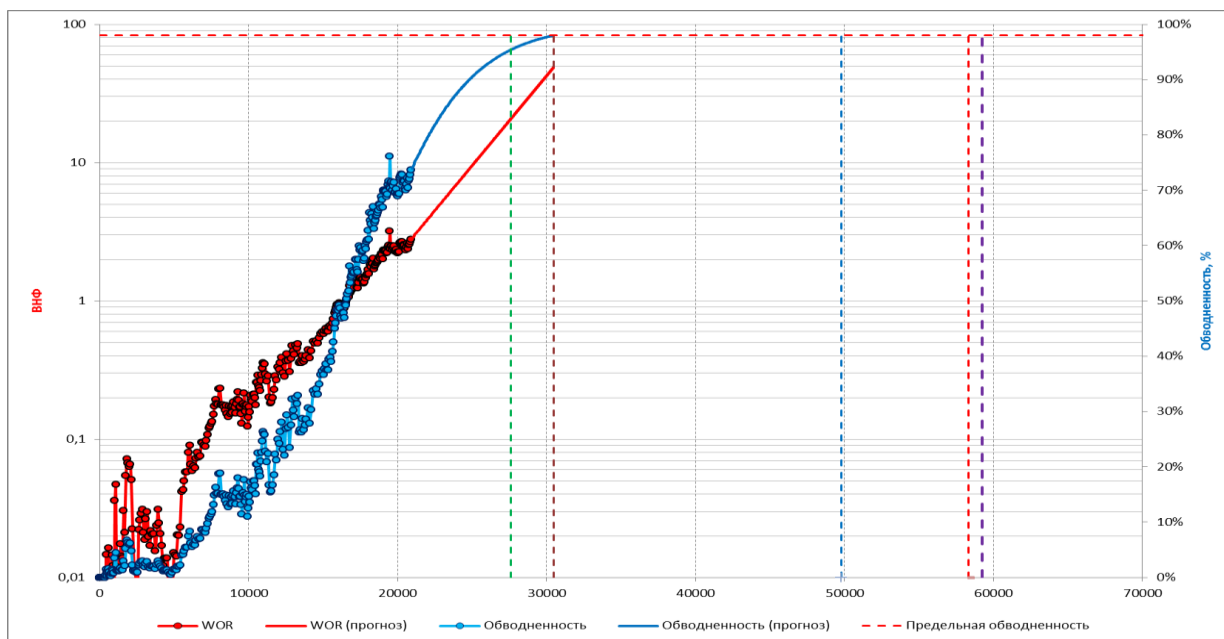


Рисунок 3.1.1 – Анализ выработки запасов

3.2. Темпы падения базового фонда Лугинецкого месторождения.

Основные потери Q_n по росту процента воды связаны с преждевременной обводненностью скважин №№ 1313, 886, 806, 1026, 838, 1156, 215, 214. Рекомендован отбор проб на 6-компонентный анализ с выдачей заключения об источнике воды.

Основная причина – подход ФНВ от нагнетательных скважин окружения, а так же подтягивание воды из нижележащих пластов по трещинам ГРП (рисунок 2).

На скв. №№ 772, 591, 689, 644, 614, 695, потери связаны с нормальной выработкой запасов.

Основные потери Q_n по жидкости, связанные со снижением $R_{пл}$, локализованы в районе к. 117 – отмечается увеличение потерь. С целью организации системы ППД на к. 117 необходимо выполнить рекомендации (исх. НИПИ №15858 от 17.12.2012 г.).

Потери Q_n по $R_{заб}$, связанные в большей степени с неоптимизированной работой подземного оборудования, отмечены на скважинах №№ 772, 644,

838, 211, 212, 214, 215 – необходимо выполнение рекомендаций по ревизии, оптимизации подземного оборудования [1; 2; 3].

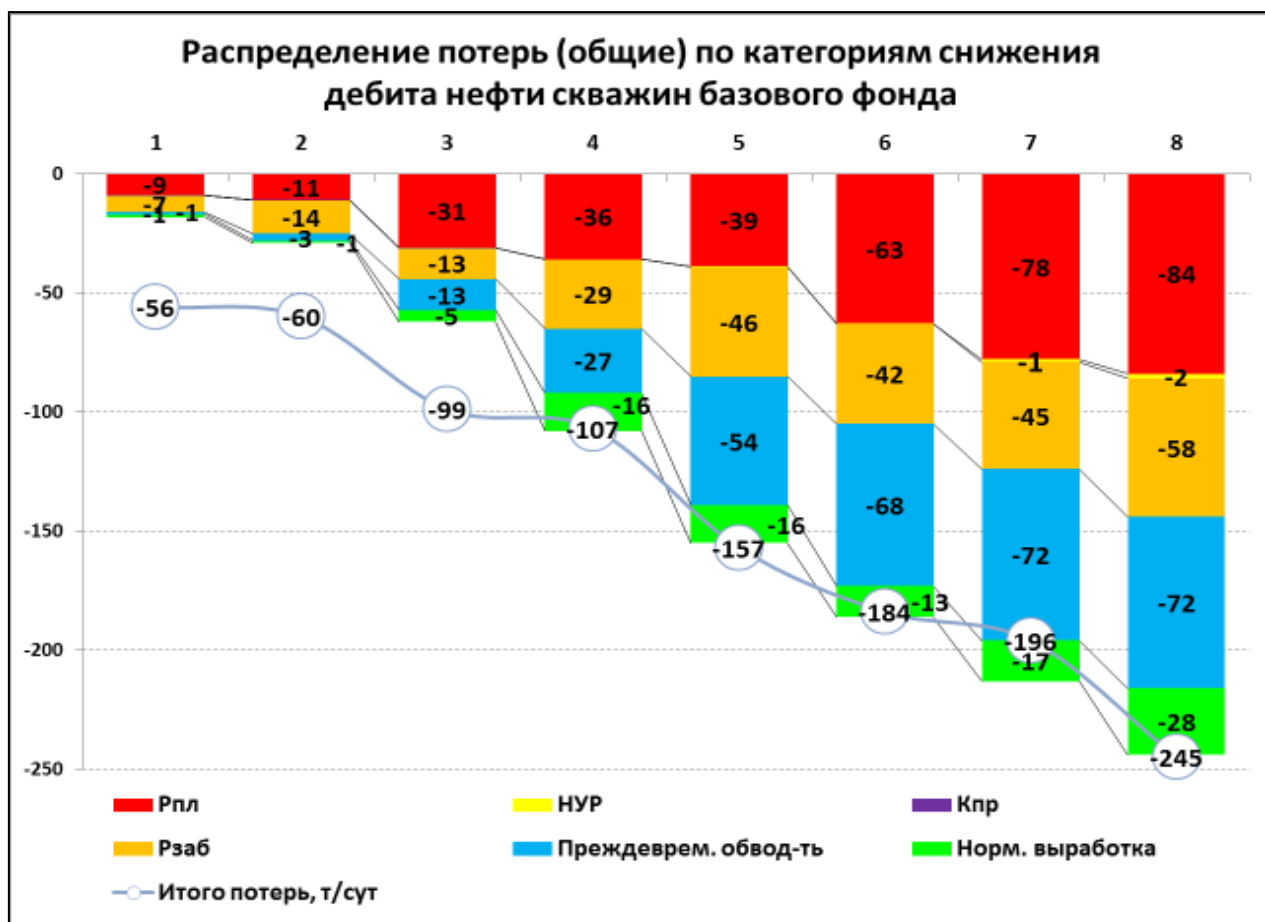


Рисунок 3.2.1 – Темпы падения базового фонда Лугинецкого месторождения

3.3 – Динамика темпов падения по проценту воды

В результате анализа было выявлено 23 скважины, которые в течение 2013 г. оказывали наибольшее влияние на падение по проценту воды.

Четкой локализации не прослеживается. В основном расположены в краевых при контурных областях.

На 7 скважинах ранее был проведен ГРП, обводнение происходит за счет подтягивания воды по трещине ГРП из нижележащих водонасыщенных / промытых пластов. Данное обстоятельство следует учитывать при подборе кандидатов на ГТМ (ГРП) на 2014г (рисунок 3.3.1).

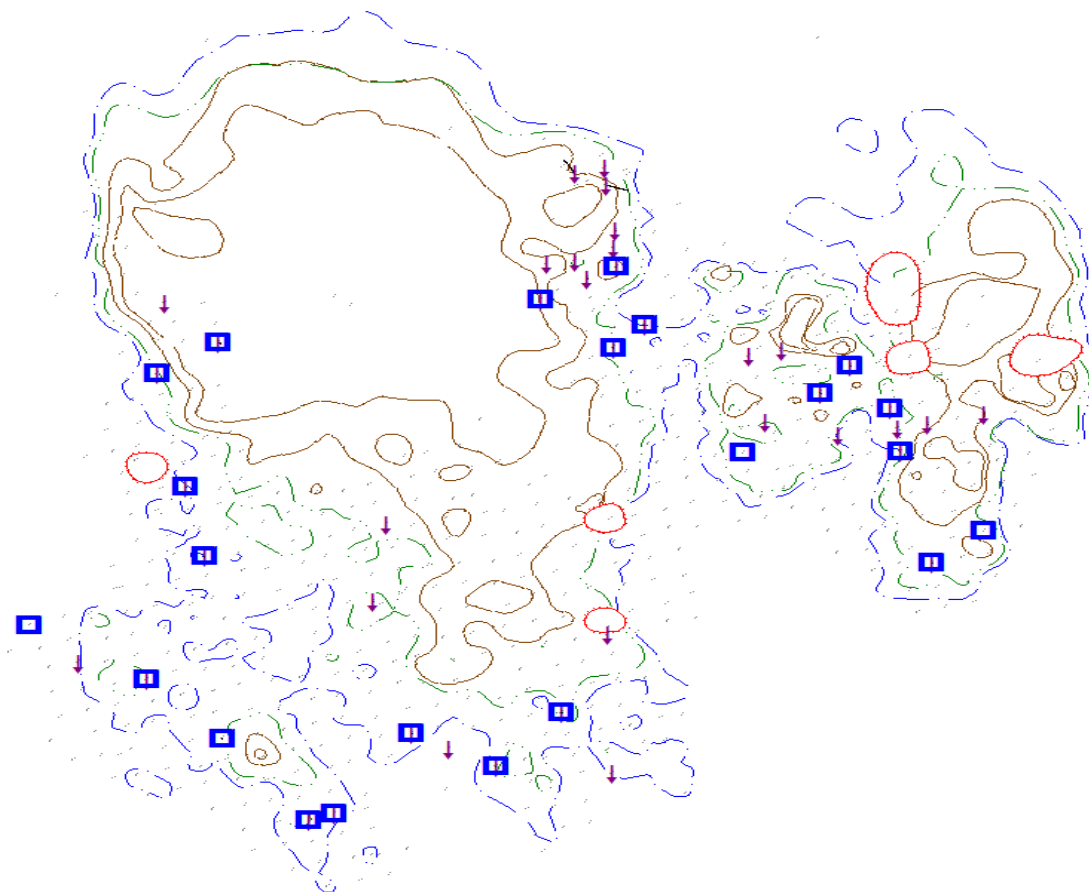


Рисунок 3.3.1 – Динамика темпов падения по проценту воды [3].

Условные обозначения: ↓ - скважины, рассмотренные в рамках анализа причин снижения базовой добычи;

■ - скважины, наиболее повлиявшие на потери Q_n по проценту воды.

3.4 – Динамика темпов падения по дебиту жидкости

В результате анализа было выявлено 16 скважин, которые в течение 2013 г. оказывали наибольшее влияние на падение по $Q_{ж}$. Локализация скважин наблюдается в районе к. 117, основная причиной снижения $Q_{ж}$ – падение $P_{пл}$.

Одним из последствий снижения давления в газовой шапке является выпадение из газа конденсата в пласте и, как следствие, рост газового фактора по ряду скважин, работающих в газовой шапке: 4075, 211, 1057,

1058. Для составления более полной картины рекомендуется регулярный замер газового фактора на скважинах к.117.

По остальным скважинам причины падения не носят систематического характера и в основном представлены потерями $Q_{ж}$ по $P_{заб}$ (деоптимизация насоса, НКТ, повышение $P_{лин}$ после запуска соседних скважин после ГРП и пр.) (рисунок 3.4.1) [2].

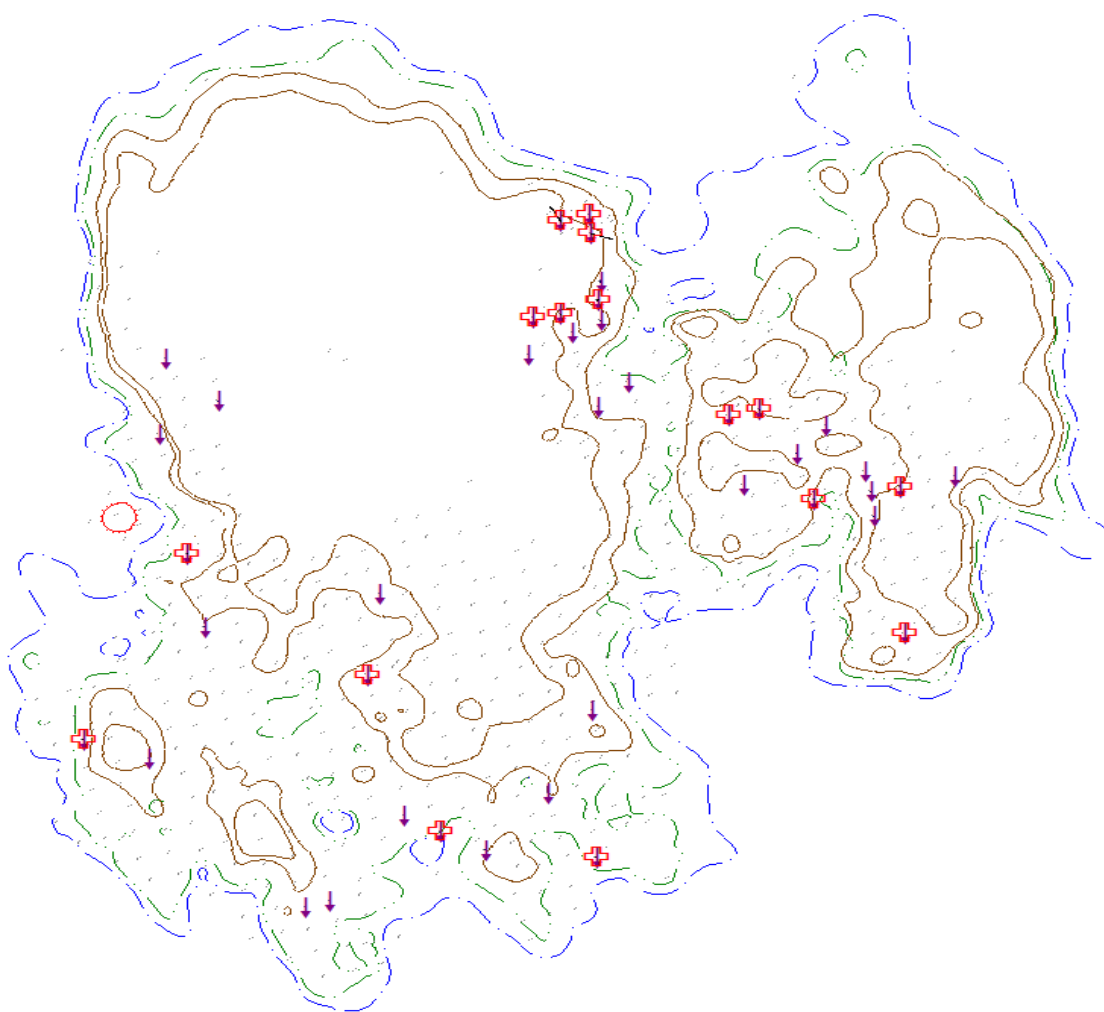


Рисунок 3.4.1 – Динамика темпов падения по дебиту жидкости

Условные обозначения: ↓ -скважины, рассмотренные в рамках анализа причин снижения базовой добычи

⊕ -скважины, наиболее повлиявшие на потери Q_n по $Q_{ж}$.

3.5. Гирскопические исследования Лугинецкого месторождения.

Отмечается крайне низкий уровень охвата месторождения гирскопическими исследованиями. Отходы по горизонтали составили в среднем 139м при максимальном **436 м**. Отходы по вертикали составили в среднем 10м (по модулю) при максимальном **28 м** (по модулю). Смещение по вертикали для Лугинецкого месторождения является критичным из-за наличия газовой шапки.

Рекомендуется составление программы гирскопических исследований, в том числе для ПЗ 2014 г. А также проведение гирскопических исследований на кандидатах ГРП и окружающих нагнетательных скважинах с накопленной закачкой более 300 тыс. м³ по целевому пласту (рисунок 3.5.1).



Рисунок 3.5.1 – Проведение гирскопических исследований [2; 4]

3.6. Анализ данных полученных телеметрической системой

В дополнение к проводимым гироскопическим исследованиям на месторождении выполняется мониторинг данных замеров $P_{заб}$ датчиками ТМС [1; 4].

На 01.08.2013 данные ТМС поступают в автоматическом режиме с 19 скважин из 29 оснащенных датчиками (рис. 3.1.2).

На настоящий момент выявлено 6 наборов данных, пригодных для проведения анализа – по скв. №№ 593, 569, 614, 65, 653, 840.

Анализ данных добычи проведен по скв. №№ 569, 593, 614, 653

По скв. № **569** и **653** по диагностическим признакам обнаружен прорыв трещины ГРП в нижележащий водо-насыщенный Ю₁. При этом по отчетам ГРП трещина не достигала Ю₁, а отклонения по запусчному дебиту составили -12,8 и -1,3 т/сут (рисунок 3.6.1).

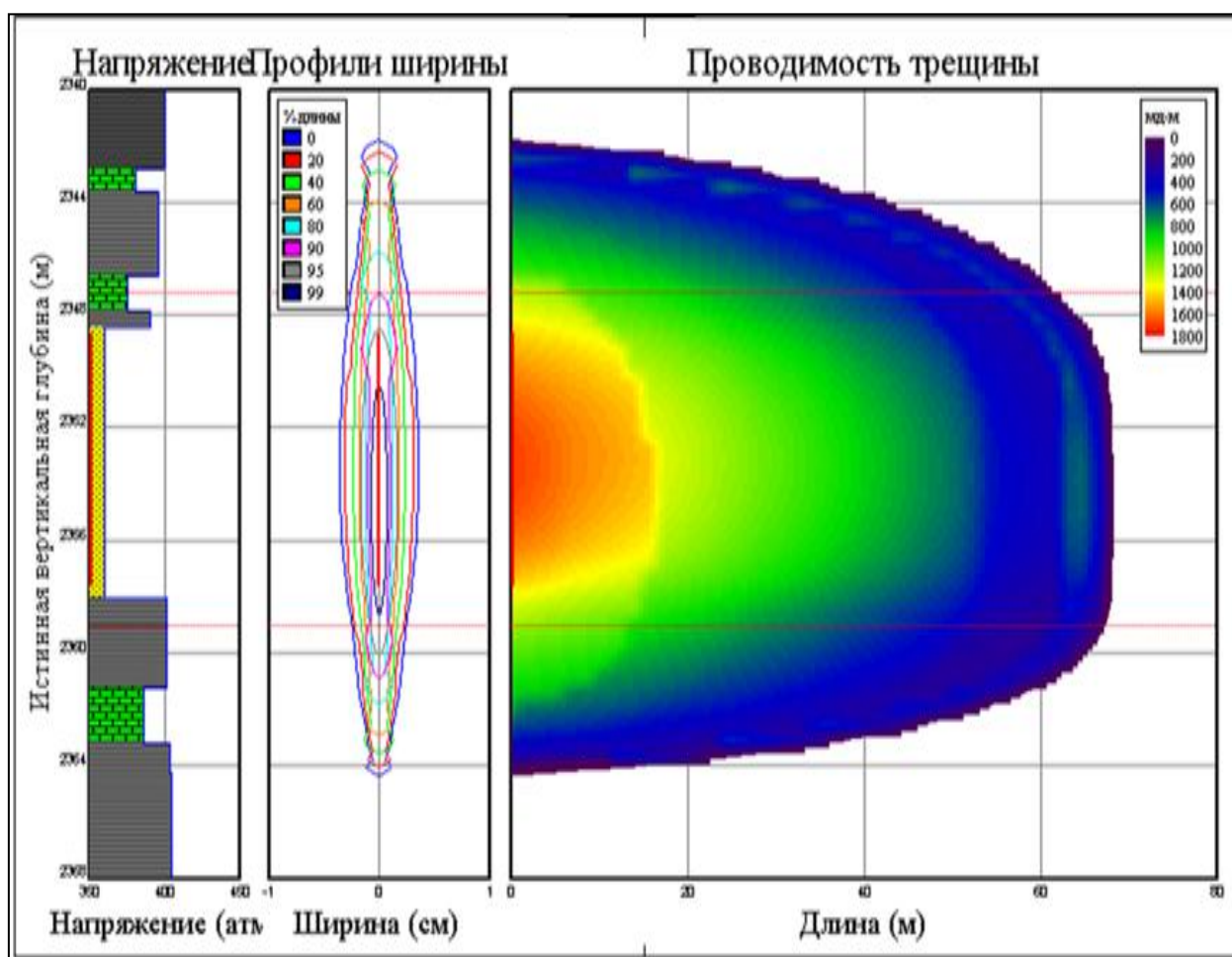


Рисунок 3.6.1 – Данные ТМС по скважине № 653.

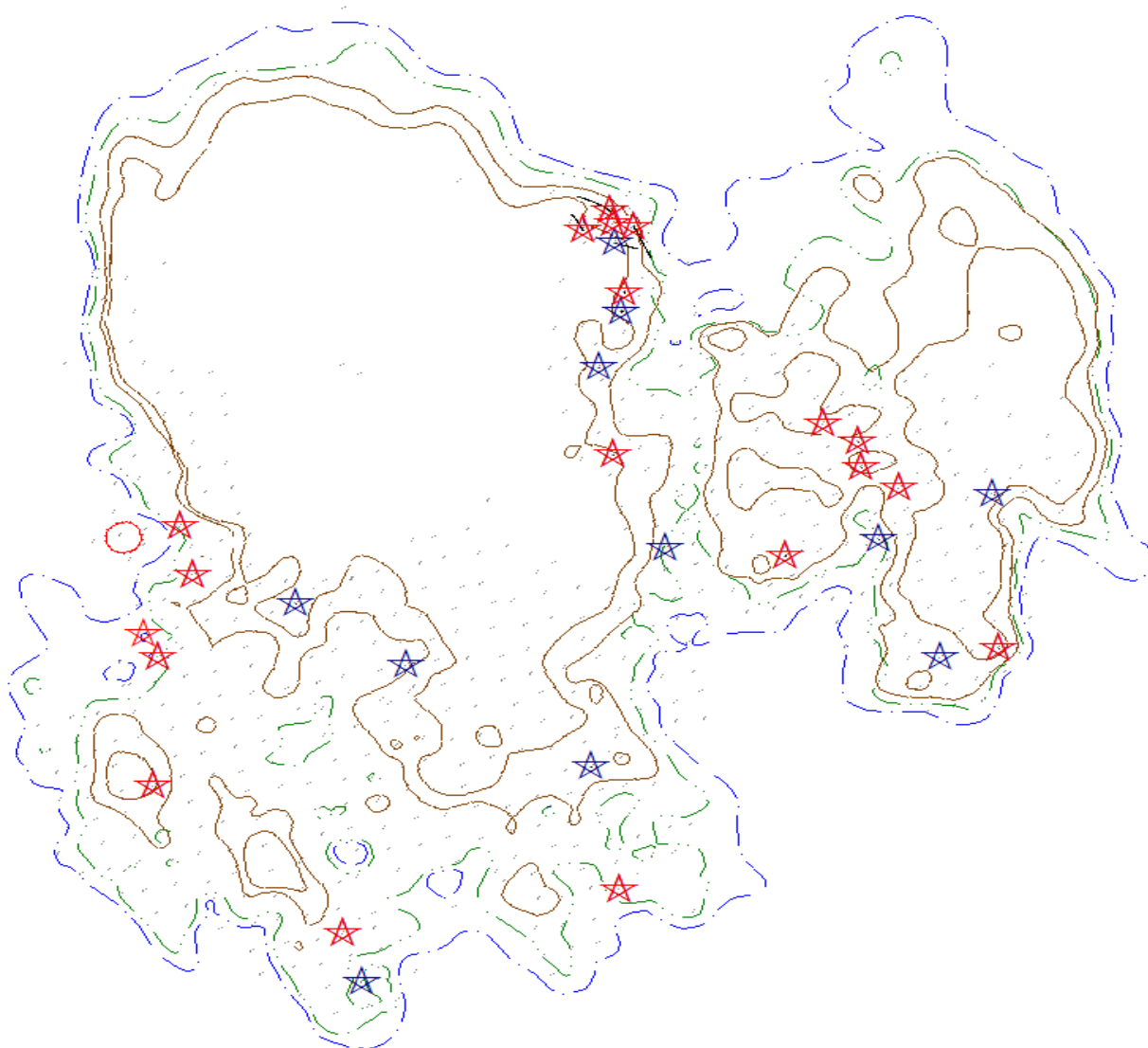


Рисунок 3.7.2 – Оснащенность скважин датчиками ТМС.

Условные обозначения: ★ - скважины,оснащенные датчиками ТМС; ★ - датчики, с которых поступают данные в автоматическом режиме.

Мониторинг и анализ данных ТМС позволяет получить данные о ФЕС и текущем факторе на скважине, а также диагностировать наличие ЗКЦ / прорывов трещины ГРП без подхода бригады и потерь добычи нефти [2; 3].

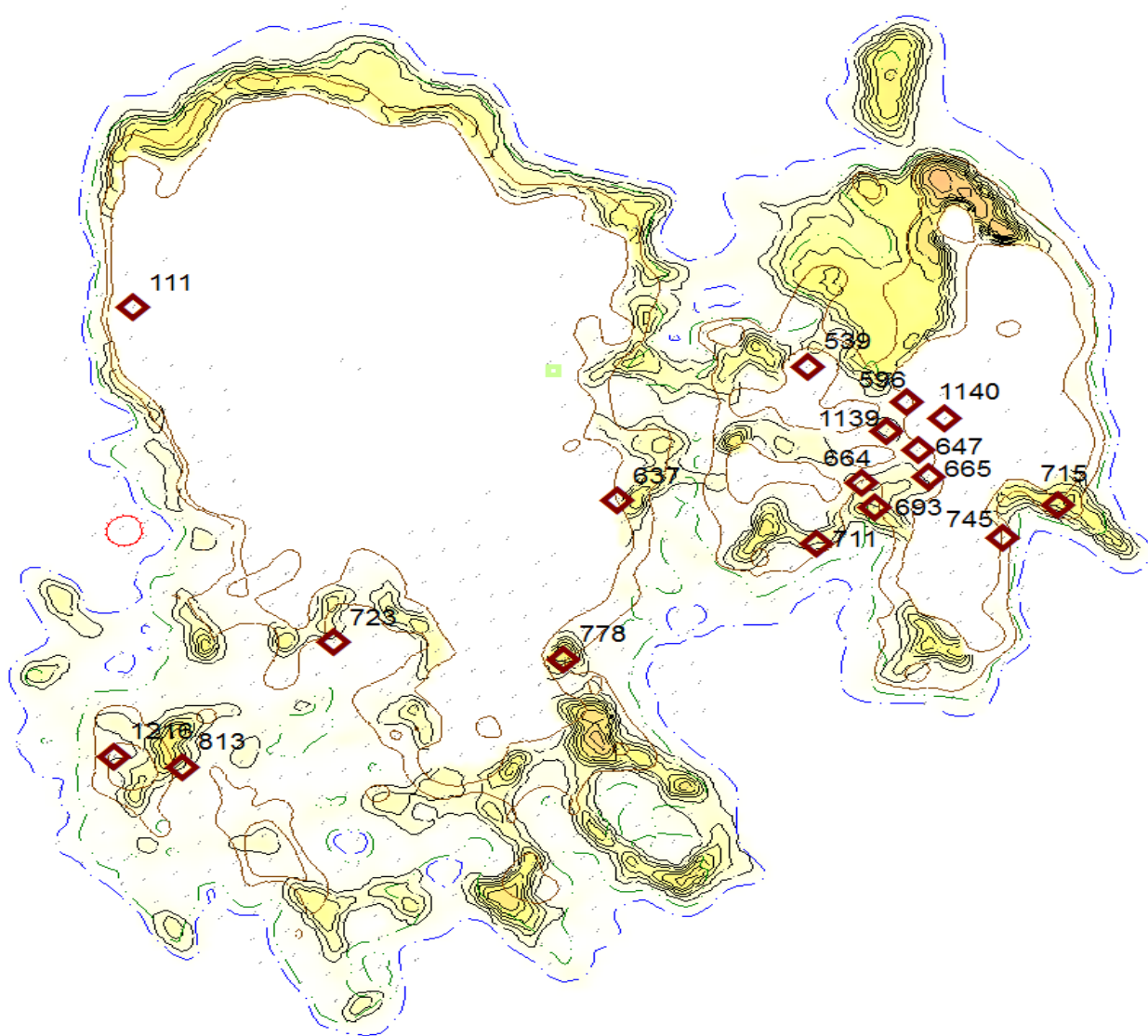
3.7 Скважины с не достижением приростов после ГРП (2011-2013 гг.)

За период 2011-2013 гг проведено 40 скважинно-операций ГРП, из них 18 скважин – с не достижением плановых приростов после ГРП (рисунок 3.7.1).

Основной причиной является превышение плановой обводненности по причине прорыва трещины ГРП в нижележащие водо-насыщенные пласты (подтверждается анализом данных ТМС, скв. № 653) либо прорыв в ФНВ от соседних скважин с высокой накопленной закачкой.

Скв. № **653** – ГРП 2013 г, не достижение целевого $Q_n - 1,3$ т/сут. Через 3 месяца после запуска процент воды снизился с 89 до 69%. Работает с ГФ 565 м³/т по 2 замерам. $K_{\text{прон}} = 7,63\text{мД}$, $S_{\text{полн}} = -4,37$, вытеснение идет за счет изменения давления на контуре дренирования скважины. В дренировании участвуют несколько пропластков с различными свойствами – подтверждается гипотеза о прорыве трещины в Ю₁, который может быть источников повышенного процентного содержания воды на запуске.

Данные выводы учитывались при формировании списка кандидатов на ГРП на 2014 г.



◆ - кандидаты на ГРП в 2014г.

Рисунок 3.7.1 – Скважины с недостижением приростов после ГРП (2011-13 г)
[3].

3.8 Факторный анализ выполнение добычи нефти относительно бизнес-плана за 6 мес. 2013 г.

Более подробно анализ выполнения добычи нефти относительно бизнес плана за 6 месяцев 2013 года представлен на рисунке 3.8.

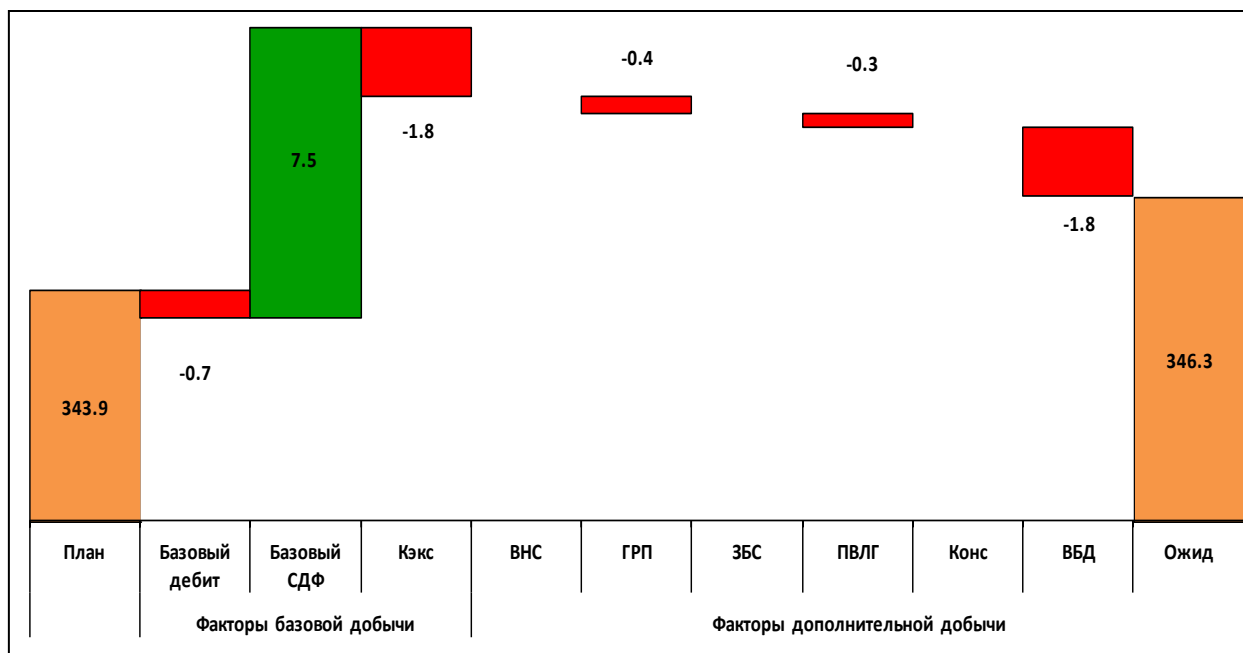


Рисунок 3.8 – Состояние выполнения бизнес проекта от 2013 г. [2; 3]

Причины отклонения:

1. Коэффициент эксплуатации – недостижение среднего времени работы скважин;
2. Дополнительная добыча за счёт временно бездействующего фонда скважин - недостижение планового количества скважин (-4 скв., работы проводились по ГРП +3 скв.);
3. Дополнительная добыча за счёт ГРП - недостижение среднего прироста;
4. Дополнительная добыча за счёт ПВЛГ - недостижение планового количества скважин(-1 скв., работы проводились по ГРП +3 скв.).

3.9 Состояние выполнения проектных решений по разработке месторождения

Само месторождение разрабатывается в соответствии с проектным документом «Технологической схемой комплексной разработки Лугинецкого месторождения» (протокол ЦКР № 2048 от 24.07.1996 г.) [1; 3]. В 2014 г. среднегодовой дебит по нефти превысил проектную величину (7,3 т/сут) и составил 11,62 т/сут. дебит по жидкости превысил проектную величину (34,9 т/сут) и равен 46,79 т/сут. Превышение фактических дебитов нефти и жидкости связано с проведением ГТМ (ГРП), не предусмотренных проектным документом. А вот за период 2004 - 2014 гг. добыча характеризуется резким снижением жидкости и нефти. За данный период, по состоянию на 2014 г. добыто 2457.4 тыс. т. жидкости. При расчете компенсации, отбор, ведущийся из нефтяной части пласта, компенсируется закачкой, рассчитанной с учетом отборов из газовой шапки, что приводит к заниженной оценке компенсации, причем разница в этом случае составляет от 2,5 до 8,5 раз (табл. 3.9).

Эксплуатационное бурение на месторождении в период 2004 - 2014 гг. велось в 2006 г. - 13 скважин, в 2007 г. - 3 скважины, в 2011 г. – 1 скважина, по проектному документу за данный период предполагалось эксплуатационное бурение 104 скважин. Проводилось оно на кустах 68, 84, 92. В итоге на 2014 г. пробуренный фонд скважин составляет 585 ед., вместо 866 ед. по проекту, всего проектным документом «Технологической схемой разработки...» предусмотрено бурение 987 скважин, осталось для бурения 402 скважин (рисунок 3.9.1).

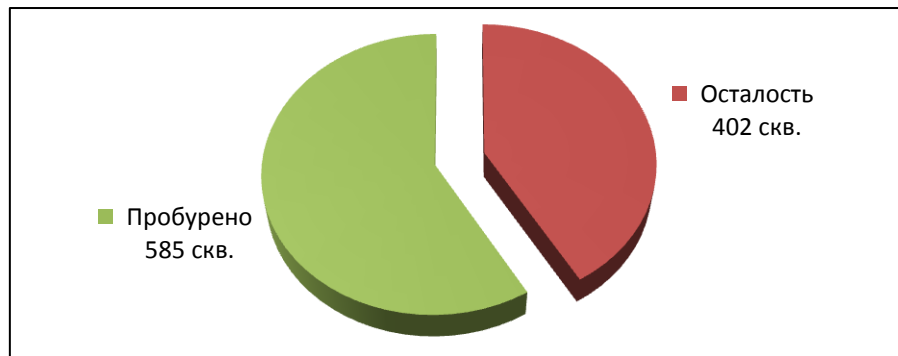


Рисунок 3.9.1 – Проектный фонд скважин Лугинецкого месторождения по состоянию на 01.01.2014г.

За 2014 год эксплуатационный фонд добывающих скважин составил 212 ед., по проекту - 465 ед., действующий фонд добывающих скважин - 194 ед., по проекту - 465 ед. (рис. 3.9.2).

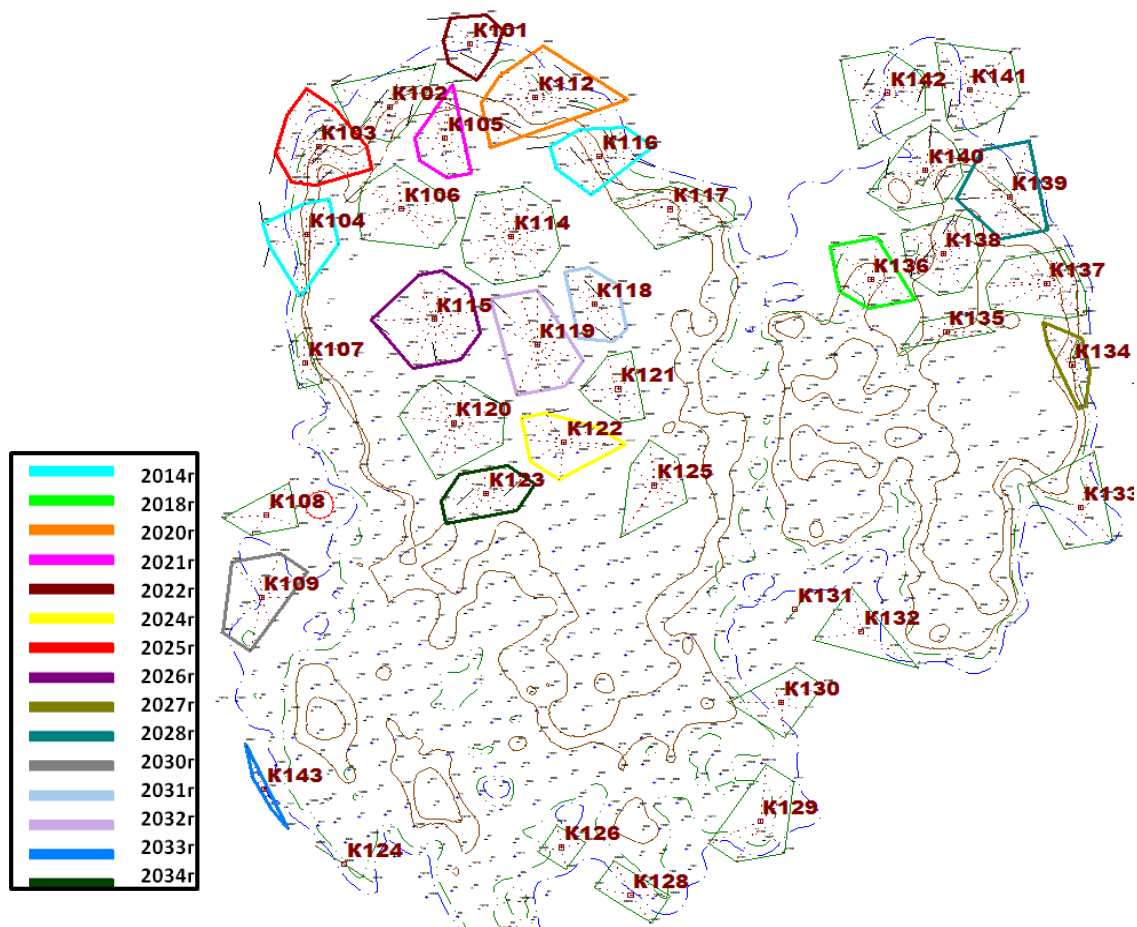


Рисунок 3.9.2 – Расположение проектных кустов в соответствии с Программой эксплуатационного бурения по ОАО «Томснефть» ВНК на 2014-2018 гг. по состоянию на 22.06.2013 г.

Таблица 3.4 – Проектные объемы добычи жидкости и нефти

Год (план)	№№ кустов	Количество скв.	Средний запускной дебит нефти, т/сут
2014	104	2*	23
	116		24
2016	116	12	33
2017	104	11	35,1
2018	104	1	35,1
	136	12	24,9
	УБ	1	30
2019	136	4	24,9
2020	112	8	33
2021	112	4	32
	105	5	37
2022	101	3	32
	105	7	37
2023	101	13	32
2024	122	8	32
2025	103	9	35
	122	1	32
2026	103	4	35
	115	4	38
2027	134	6	39
	115	5	38
2028	134	4	39
	139	5	52
2029	139	8	52
2030	109	11	27
2031	118	12	42

Основной причиной несоответствия проектных и фактических уровней добычи жидкости и нефти является значительное отставание фактического эксплуатационного и действующего фонда добывающих скважин от проектного. Проанализировав проектные и фактические показатели разработки за 2014 г. можно сделать вывод что: проектные объемы добычи жидкости и нефти в 2014 г. достигнуты. Имеется перспектива дальнейшей разработки месторождения, увеличения числа новых скважин.

3.10. Введение новейших разработок в эксплуатации скважин

В настоящее время, руководство компании рассматривает внедрение в технологию разработки текущих работающих скважин с бурением боковых стволов.

Сама система бурения боковых стволов представлена на рисунке 3.10.1.



Рис. 3.10.1 – Система бурения боковых стволов

Для выполнения данной проектной установке, для начала необходимо провести ряд мероприятий:

- установка конструкции с целью капремонта;
- подъем НКТ с внутрискважинным оснащением;
- провести очистку скважины с сторонних объектов и микрокаротаж с целью балла капиталом обсадный колонны и привязки к геологическому разрезу из-за колоночной.

Для обеспечения надежности и успешного проведения забуривания второго ствола прежде всего необходимо рассчитать минимальную длину вырезанного участка обсадной колонны и минимальную длину интервала забуривания с учетом его увеличения для условий желобообразования. Эта методика разработана и успешно опробована во ВНИИБТ. Расчетная схема представлена на рис. 3.10.2.

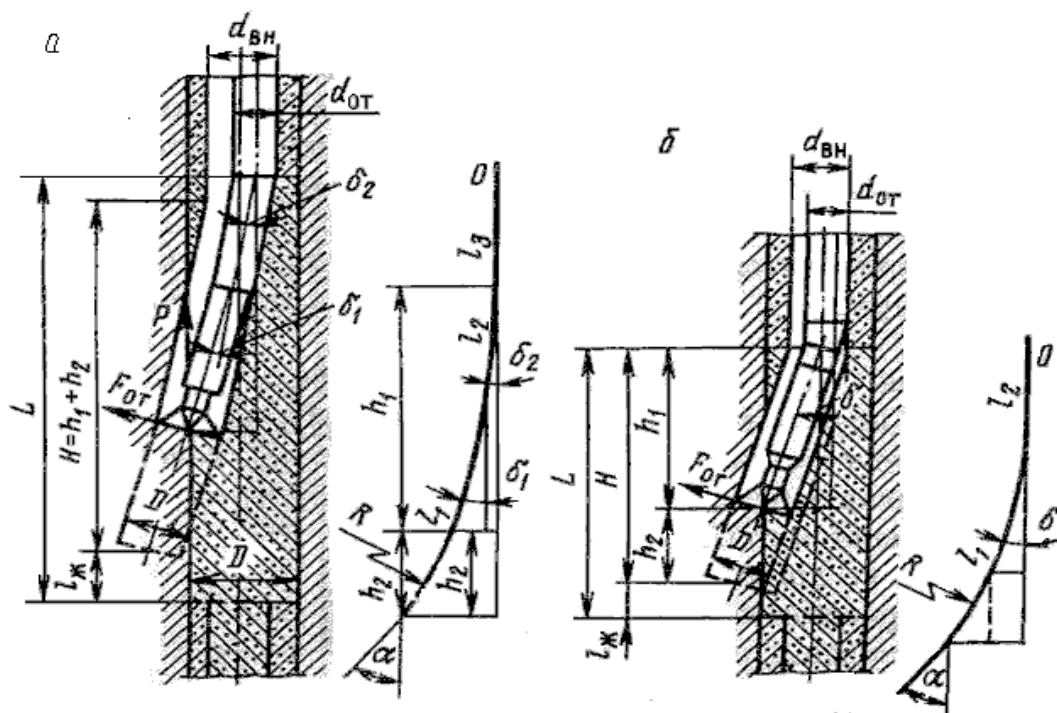


Рис. 3.10.2 – Схема забуривания боковых стволов.

Внедрение таких технологий поможет добывающим компаниям широкие возможности выбора решений по повышению отдачи старых месторождений, поскольку в настоящее время насчитывается более 1000 скважин и закончены по обычным технологиям. Группы, аналогичные команде RAPID, имеют все шансы порекомендовать улучшенный «комплект приборов» с целью оптимизации добычи с поддержкой бурения и закачивания побочных стволов. Возможные способности подобных услуг весьма крупные. Использование технологические процессы проводки побочных стволов только лишь посредством области трещиноватости равносильно изобретению многих новейших огромных месторождений.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность (организационно-экономическая часть).

4.1. Организационно - экономические проблемы прогнозирования на промышленном предприятии.

В современных условиях хозяйственной независимости промышленных предприятий для многих из них стал весьма актуальным вопрос о прогнозировании. Эффективная деятельность промышленных предприятий в современных условиях в значительной степени зависит от прогнозирования и планирования.

Многолетний опыт зарубежных фирм и компаний показал, что недооценка прогнозирования и планирования предпринимательской деятельности в условиях рынка, сведение его к минимуму, игнорирование или некомпетентное осуществление зачастую приводят к большим, ничем не оправданным экономическим потерям и, в конечном счете, к банкротству. Практика показывает, что прогнозировать достаточно сложно. Иногда прогноз основывается на хорошо изученных закономерностях и осуществляется наверняка. Однако чаще всего не удается дать однозначный обоснованный прогноз. Причины – неопределённости в различных аспектах производственной и экономической ситуации. Выделяют следующие неопределённости в различных аспектах производственной и экономической ситуации, применимых к нефтегазовой промышленности:

- неопределенности, порожденные недостаточными знаниями о природе (например, неизвестен точный объем полезных ископаемых в конкретном месторождении, а потому невозможно точно предсказать развитие добывающей промышленности и объем налоговых поступлений от ее предприятий);
- неопределенность процессов, происходящих в недрах при добычи нефти и газа;

– неопределенность будущей рыночной ситуации в стране, в том числе отсутствие достоверной информации о будущих предпочтениях потребителей;

– неопределенности, связанные с колебаниями цен (динамикой инфляции), нормы процента, валютных курсов и других макроэкономических показателей;

– неопределенности, порожденные нестабильностью законодательства и текущей экономической политики (т.е. с деятельностью руководства страны, министерств и ведомств), связанные с политической ситуацией, действиями партий, профсоюзов, экологических и других организаций в масштабе страны;

– неопределенности, относящиеся к проектируемым продукции или технологическим процессам. Они могут быть связаны с ошибками разработчиков или физической невозможностью осуществления того или иного процесса;

– неопределенности, связанные с осуществлением действующих технологических процессов. Возможны аварии различной степени тяжести, от незначительных нарушений технологических процессов до катастроф с человеческими жертвами. Как следствие нарушения технологических процессов возникают экологические неопределенности, связанные с аварийными сбросами в реки технологических жидкостей, выбросами в атмосферу газов;

– дефектность продукции. Известно, что при массовом производстве, как правило, невозможно обеспечить выпуск продукции без дефектов.

При прогнозировании технико-экономических показателей нефтегазодобывающего предприятия главные ошибки совершаются чаще всего на самом начальном этапе – на этапе определения физико-химических свойств добываемых флюидов. В частности, на эффективность прогнозирования существенно влияет правильность определения плотности нефти или её смеси. Как уже отмечалось выше, плотность нефтяной смеси

является крайне важным параметром при прогнозировании работы центробежных насосов, перекачивающих эти смеси. Выбор правильных методов прогнозирования плотности перекачиваемой нефтяной смеси позволяет не только выбрать оптимальный режим работы центробежного насоса, но и точно спрогнозировать энергопотребление насоса, что особо актуально для насосов на дожимных насосных станциях и магистральных насосов ввиду большого потребления энергии. Кроме того, для нефти и нефтяных смесей плотность является еще и нормируемым показателем качества, непосредственно влияющим на стоимость. Таким образом, плотность добываемой нефтяной смеси влияет не только на затраты на добычу, но и на доходы от продажи нефти. Стоит отдельно отметить, что правильность прогноза затрат на добычу нефти (нефтяной смеси) влияет и на правильность составления бизнес-плана, и на правильность расчетов в инвестиционном проекте, и на другие показатели при расчете технико-экономических показателей.

4.2. Методика расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной УЭЦН.

Мной был произведен расчет затрат на эксплуатацию модельной скважины, оборудованной установкой ЭЦН, в течение года. Расчет экономических показателей был произведен для двух случаев. В первом случае плотность добываемой смеси считали аддитивным свойством в соответствии с нормативным документом РД 39-30-598 и прогнозировали значение согласно аддитивному правилу. Во втором случае брали плотность смеси, определенную экспериментально.

1. Затраты на эксплуатацию установки ЭЦН в течение года определяются по формуле:

$$Z_T = Z_{\text{рем}} + Z_{\text{мощ}} + K,$$

Где: $Z_{\text{рем}}$ – затраты на проведение ремонта, по смене скважинного

оборудования, руб; К – капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного оборудования, руб; $Z_{\text{мощ}}$ – затраты, связанные с платой за установленную мощность.

2. Капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного оборудования, руб:

$$K=(C_k * H_k)+(C_{\text{нкТ}} * H_{\text{нкТ}})+C_h+C_{\text{дв}}$$

где:

C_k – цена погонного метра кабеля скважины, руб/м;

H_k – длина кабеля скважины, м;

$C_{\text{нкТ}}$ – цена погонного метра НКТ скважины, руб/м;

$H_{\text{нкТ}}$ – длина НКТ скважины, м;

C_h – цена насоса скважины, руб;

$C_{\text{дв}}$ – цена ПЭД скважины, руб;

3. Затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования, руб:

$$Z_{\text{рем}}=C_{\text{ч}}*t*n$$

где $C_{\text{ч}}$ – стоимость 1 часа ремонта, руб.;

t – средняя продолжительность ремонта по смене ЭЦН бригадой ПРС, ч.;

n – количество ремонтов.

4. Затраты на потребляемую мощность:

$$Z_{\text{мощ}}=N*C_n$$

Где:

N – установленная мощность, кВт;

C_n – стоимость установленной мощности за 1 кВт в год, руб.

5. Расчет суммы затрат эксплуатации скважин (табл. 4.2.2).

Таблица 4.2.1.

Результаты подбора оборудования для модельной скважины

Метод определения плотности	Расчет по правилу аддитивности	Экспериментальное определение
Глубина спуска УЭЦН (длина НКТ и кабеля)	2600	2650
Насос	ЭЦН5-100-2635	ЭЦН5-100-2860
ПЭД	ПЭДН 63-103	ПЭДН 70-103

Исходные данные для расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной УЭЦН, приведены в таблице 4.2.2. Отметим, что расчеты были произведены для двух случаев. В первом случае расчет производился исходя из того, что плотность добываемой нефтяной смеси определяется по правилу аддитивности. Во втором случае расчет производился исходя из того, что плотность смеси определяется экспериментально.

Таблица 4.2.2.

Исходные данные для расчета затрат на эксплуатацию скважины, оборудованной УЭЦН.

Показатель	Значение
Средняя стоимость одного часа ремонта, руб	5500
Количество ПРС в год, шт:	2
Средняя продолжительность ремонта по смене ЭЦН бригадой ПРС, ч	55
Коэффициент эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, д. ед.	0,91
Стоимость ЭЦН, руб.:	
ЭЦН5-100-2635	301030
ЭЦН5-100-2860	320955
Стоимость ПЭД, руб.:	
ПЭДН 63-103	132500
ПЭДН 70-103	145200
Стоимость НКТ, руб./м	354
Стоимость кабеля, руб./м	122
Стоимость установленной мощности за 1 кВт в год, руб.	2700

В первую очередь произведем расчет при условии, что плотность нефтяной смеси определялась по правилу аддитивности:

1. Капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного оборудования определяем по формуле (4.2):

$$K=2600*354+2600*122+301030+132500=1671130 \text{ руб.}$$

2. Затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования определяем по формуле (4.3):

$$Z_{\text{рем}}=5500*55*2=60500 \text{ руб.}$$

3. Затраты на потребляемую мощность определяем по формуле (4.4):

$$Z_{\text{мощ}}=63*5000=315000 \text{ руб.}$$

4. Общие затраты определяем по формуле (4.1).

$$Z_{\text{г}}=1671130+605000+315000=2591130 \text{ руб.}$$

Затем произведем расчет при условии, что плотность нефтяной смеси определялась экспериментально.

5. Общие капитальные затраты, связанные со стоимостью подземного оборудования определяем по формуле (4.2):

$$K=2650*354+2650*122+320955+145200=1727555$$

6. Затраты на проведение ремонта, по смене скважинного оборудования определяем по формуле (4.3):

$$Z_{\text{рем}}=5500*55*2=605000 \text{ руб.}$$

7. Затраты на потребляемую мощность определяем по формуле (4.4):

$$Z_{\text{мощ}}=70*5000=350000 \text{ руб.}$$

8. Общие затраты определяем по формуле (4.1):

$$Z_{\text{т}}=1727555+605000+605000+350000 \text{ руб.}$$

9. Посчитаем разницу $Z_{\text{разн}}$ между затратами, рассчитанными с использованием правила аддитивности и экспериментальных данных.

$$Z_{\text{разн}}=2682555-2591130=91425 \text{ руб.}$$

Вывод: Было произведено сравнение затрат на эксплуатацию скважины, рассчитанных при использовании рекомендуемого нормативными документами правила аддитивности и экспериментальных данных. Затраты при использовании правила аддитивности составили 2591130 руб, при использовании экспериментальных данных – 2682555 руб. Разница между этими затратами составляет 91425 руб. Стоит отметить, что это разница рассчитана только для одной скважины, в тоже время на месторождении одновременная добыча нефти из различных пропластков может производиться десятками скважинами. Неучтенные таким образом затраты могут привести к существенным ошибкам при прогнозировании различных технико-экономических показателей на нефтегазодобывающем предприятии.

5. Охрана труда и охрана окружающей среды

5.1 Охрана труда

В организациях, какие обладают находящийся под землей коммуникации (к примеру, проводные направления, нефтепроводы, газопроводы), управлением компании обязаны являться подтверждены схемы практического местоположения данных коммуникаций. Самочки находящийся под землей коммуникации в территории классифицируются указателями, располагаемыми согласно магистрали и в участках поворотов. Трубопроводы в участках пересечения с автотранспортными трассами, переходами обязаны обладать приметы предотвращения о угрозы и вспомогательную охрану (к примеру, кожухи), обеспечивающую их не опасную использование. С последнего строя рабочих скважин, а кроме того около иных ОПО формируются санитарно-предохранительные области, масштабы каковых формируются предназначенной документацией.

При присутствии в продукта месторождений вредоносных включений (сернистого водорода, циановодородной (циановодородной) кислоты) среди ОПО, промышленными и транспортирующими данную продукцию и селитебными землями обязана являться определена буферная (санитарно-предохранительная) область, масштабы каковой формируются предназначенной документацией. Группы проектируемых строений и комнат согласно взрывопожарной и пожарной опасностям формируются предназначенной системой в периода проектирования.

Сотрудники ОПО в связи с обстоятельств деятельность и установленной технологические процессы изготовления обязаны являться гарантированы надлежащими орудиями персональной и общественной охраны. Любой место, мастерская ОПО, в каком месте сервисный штат располагается регулярно, следует снабдить постоянной телефонной (радиотелефонной) взаимосвязью с операторским местом либо управлением

места, цеха этого предмета. В работников участках, а кроме того в участках, в каком месте допустимо влияние в лица вредоносных и (либо) небезопасных производственных условий, обязаны являться расположены вежливые приметы и надписи. Свет работников зон обязана являться однородной и устранять появление ослепляющего воздействия осветительных устройств в трудящихся. Изготовление трудов в теневых участках никак не допускается. Определение освещенности изнутри комнат (в этом количестве зон, единичных работников зон, подходов и таким образом затем) ведется присутствие вводе узы осияние в использование в согласовании с общепризнанными мерками освещенности, а кроме того присутствие изменении многофункционального направления комнат. В абсолютно всех производственных комнатах, помимо трудового, следует учитывать авантюристичное свет, а в местах трудов в пастьба период в раскрытых площадках - авантюристичное либо эвакуационное свет. Светильники авантюристичного и эвакуационного осияние обязаны употреблять в пищу с самостоятельного ключа. Взамен приборы неподвижного авантюристичного и эвакуационного осияние допускается использование наручных светильников с аккумуляторами. Подбор типа осияние зон, цехов и добавочных комнат ОПО обязан изготавливаться с учетом наибольшего применения природного осияние.

Места доступа и допуска к технологическим приборам, в каковых необходимо рост трудового или обслуживающего персонала в вышину вплоть до 0,75 м, оборудуются этапами, а в вышину больше 0,75 м, - лестницами с перилами. В участках доступа людишек надо трубопроводами, размещенными в возвышенности 0,25 м и больше с плоскости территории, площадки либо фалда, обязаны являться организованы переходные мостики, какие оборудуются перилами, в случае если уровень местоположения трубопровода наиболее 0,75 м. Маршевые лестницы обязаны обладать наклон никак не наиболее шестьдесят градусов (у резервуаров - никак не наиболее пятьдесят градусов, у площадок сервиса

скважин - никак не более 45 градусов), ширина лестниц обязана являться никак не меньше 0,65 м, у лестницы с целью перенесения тяжестей - никак не меньше 1 м. Дистанция между этапами согласно возвышенности обязана являться никак не более 250 см. Ширина ступенек обязана являться никак не меньше 200 см и обладать наклоном внутрь 2-5 градусов. С двух краев этапа обязаны обладать боковые планки либо реберную обшивку высотой никак не меньше 150 см, исключая вероятность проскальзывания иного лица. Лестницы обязаны являться с 2-ух краев оборудованы перилами высотой 1 м. Лестницы туннельного вида обязаны являться железными шириной никак не меньше 0,6 м и обладать, включая с возвышенности 2 м защитные дуги радиусом 0,35-0,4 м, удостоверенные между собой полосами. Дуги размещаются в дистанции никак не более 0,8 м одна с иной. Дистанция с наиболее далёкой места дуги вплоть до ступенек обязана являться в границах 0,7-0,8 м.

Лестницы следует снабдить переходными площадками, определенными в дистанции никак не более 6 м согласно вертикали одна с иной.

Расстояние между этапами лестниц туннельного вида и лестниц-стремянков обязано являться никак не более 0,35 м.

Рабочие площадки и площадки сервиса, находящиеся в возвышенности, обязаны обладать полом, исполненный с металлических листов с поверхностью, исключая вероятность скольжения, либо досечек шириной никак не меньше 0,04 м, и включая с возвышенности 0,75 м - поручни высотой 1,25 м с анфиладными планками, размещенными в дистанции никак не более 0,4 м друг с другом, и судно высотой никак не меньше 500 см, формирующий с настилом промежутков никак не более 0,01 м с целью стока воды.

Работы, сопряженные с угрозой падения трудящегося с возвышенности, обязаны прокладываться с использованием защитной полосы. Защитные полосы и фалы необходимо ощущать никак не реже

нежели единственный один раз в 6 месяцев постоянной загрузкой, показанной в указания согласно эксплуатации завода-изготовителя, особой комиссией с оформлением действия. Присутствие нехватке подобных сведений в указания согласно эксплуатации проверка необходимо осуществлять постоянной загрузкой 225 кгс в протяжении 5 мин..

Для взрывопожароопасных производств (конструкции подготовки нефти, резервуарные колесо фортуны, базы горюче-трансмиссионных использованных материалов, площадки скважин и прочие предметы) в участках вероятного разлива водянистых топких и легковоспламеняющихся элементов использование древесных настилов запрещено. Допускается скоротечное использование древесных настилов с дощечек шириной никак не меньше 0,04 м, подвергнутых обработке мешающими горению использованными материалами, присутствие ведении трудов с лесов в период ремонтных работ целиком заторможенных оснащения и агрегатов, строений и построек.

Потенциально небезопасные участка (области) предметов добычи, подготовки и автотранспорта нефти и газа (к примеру, раскрытые емкости, трансмиссия) обязаны являться основательно для ограждения, в этом количестве скоротечными огораживающими приборами. Раскрывать дверцы огораживаний либо убирать огораживания необходимо уже после абсолютной приостановки технологического приборы. Запуск технологического приборы допускается только лишь уже после конструкции в роль и достоверного укрепления абсолютно всех сменных элементов огораживания.

Высота перильных огораживаний обязана являться необходимой с целью изъятия допуска к передвигающимся долям промышленных приборов в период их деятельность. Присутствие применении перильных огораживаний с целью приводных ремней с наружной края двух шкивов в вариант разрыва ремня формируются железные фронтальные щиты. Допускается применение перильных огораживаний с целью закрытия

допуска к передвигающимся долям оснащения и элементов, в случае если существует вероятность конструкции ограждений в дистанции наиболее 0,35 м с небезопасной области. Присутствие нехватке такого рода способности защита обязано являться осуществлено непрерывным либо ажурным. Крупногабаритные дверь (створы воротник) производственных комнат, обладающие никак не наиболее 2-ух тащащих навесов в любой сторонке дверцы воротник, дверей (к примеру, механического зал, блока сортировочных расчесок, блока дренажных насосов, блока фильтров), обязаны являться оборудованы страхующими устройствами (к примеру, тросами, цепочками).

В местах и в цехах ОПО обязаны быть санитарно-домашние здания с целью трудящихся, занимающихся напрямую в изготовлении, спроектированные в связи с компаний производственных действий. Склады, ямы, колодцы (город), котлованы, а кроме того разного семейства емкости, выступающие надо поверхностью территории меньше нежели в 1 м, в уклонение падения в их людишек обязаны являться ограждены либо закрыты. Колодцы находящийся под землей коммуникаций обязаны являться прикрыты крепкими покрывками, обладать скобы либо лестницу с целью спуска в их.

В участках проезда автомобильного транспорта около техническими коммуникациями (к примеру, переходы трубопроводов, проводные эстакады) обязаны являться определены путевые приметы с предписанием размеров возвышенности проезда.

В участках перехода людишек надо наполненными согласно плоскости территории линиями трубопроводов, а кроме того надо канавами и траншеями обязаны располагаться переходные настил шириной никак не меньше 0,65 м с перилами вышиной никак не меньше 1 м.

Порядок действия в случае ЧС при эксплуатации УЭЦН:

В случае возникновения ЧС работник должен грамотно оценить окружающую обстановку, оказать первую доврачебную помощь пострадавшим, уметь пользоваться средствами первичного пожаротушения.

- Действия при ЧС:
- Возникновение пропусков кабельного ввода при промывке скважины, оборудованной УЭЦН.
- Предупредить об опасности лиц, находящихся на территории кустовой площадки.
- Подать команду на прекращение процесса промывки
- Остановить насосную установку на ЦА-320
- Закрывать затрубную задвижку.
- Отсоединить приёмный рукав от АНЦ к ЦА-320, для выезда АНЦ за территорию кустовой площадки.
- Разрядить линию нагнетания до атмосферного давления.
- Отсоединить линию нагнетания непосредственно от ЦА.
- Вывести ЦА за территорию куста.
- Закрывать линейную, манифольдную задвижки.
- Сообщить о случившемся диспетчеру РИТС по телефону согласно схемы оповещения.
- Принять меры для ликвидации аварии и не допускать растекания нефти на кустовой площадке. По возможности ликвидировать негерметичность кабельного ввода.
- В случае, если невозможно ликвидировать негерметичность кабельного ввода, дальнейшие работы проводятся по специальному плану под руководством ИТР цеха или силами противofонтанной службы.

Перечень нормативно правовых актов, используемых для гарантийного обеспечения социальной защиты работников и нормативные акты гигиенических требования к работе скважин:

- Мр 2.2.7.2129-06 «Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях»
- Мр 2.2.8.0017-10 «Режимы труда и отдыха работающих в нагреваемом микроклимате в производственном помещении и на открытой местности в теплый период года» сп52.13330.201
- Госты № 12.1.008-76 о биологической безопасности, включающий общее требования и № 12.1.019-2009 об электробезопасности, с требованиями и номенклатурой видов защиты.
- Постановления Правительства РФ от 21 августа 2000 г. № 613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов».
- Федеральный закон "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 № 7.
- Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22.07.2008 № 123-ФЗ (с изменениями).
- Федеральный закон "О лицензировании отдельных видов деятельности" от 04.05.2011 № 99-ФЗ.

5.2. Охрана окружающей среды

Для повышения степени экологической безопасности и минимизации ущерба, наносимого окружающей природной среде существующими и проектируемыми объектами Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (ЛГНКМ), предусмотрены следующие мероприятия:

Утилизация попутного нефтяного и природного газа. Газ предусмотрено транспортировать по газопроводу Лугинецкое-Парабель до врезки в магистральный газопровод Нижневартовск-Парабель-Кузбасс. Подготовка газа к транспорту предусмотрена на газокомпрессорной станции (ГКС), которая была введена в эксплуатацию в июне 2002 года.

Ввод в эксплуатацию канализационных очистных сооружений вахтового посёлка. Концентрации загрязняющих веществ, поступающих в р.

Шегарка (Колга) с очищенными сточными водами от КОС вахтового посёлка по каждому из лимитирующих показателей вредности не будет превышать ПДК. Проектируемая схема очистки сточных вод обеспечивает требуемые показатели ПДК для сброса очищенных сточных вод в водоёмы 2 группы рыб хозяйственного значения.

Размещение отходов вахтового посёлка, строительного мусора, остатков изолирующих материалов на собственном полигоне ТБО, расположенном в районе куста №35. Конструкция полигона ТБО выполнена в соответствии с требованиями охраны недр, почв, поверхностных и подземных вод, диких животных.

Размещение металлолома на специализированной обвалованной площадке для временного хранения с последующей передачей «Вторчермету». Предусмотрено гидроизолировать основание площадки, снабдить её сетями дождевой канализации и дренажно-канализационной ёмкостью для сбора загрязнённых дождевых стоков.

Для размещения токсичных производственных отходов (нефтешламы) предусмотрено строительство шламонакопителя в районе куста №10, что позволит снизить загрязнение почв, растительности и водотоков нефтепродуктами.

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

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

и последующей очисткой стоков на очистных сооружениях УПН месторождения;

- сброс воды на промывке трубопроводов в дренажно-канализационные ёмкости на кустовых площадках.

Технологические решения, обеспечивающие экологическую безопасность:

- автоматизация технологических процессов, что позволяет вести работу без постоянного присутствия обслуживающего персонала,

- исключение постоянных выбросов на факел при нормальном режиме работы,

- улучшение рассеивания загрязняющих веществ за счёт выбора оптимальных параметров источников выбросов;

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти и газа, подземная укладка технологических трубопроводов;

- стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов;

- защита оборудования и трубопроводов от коррозии;

- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;

- установка сигнализации для аварийного оповещения при работе на площадках, на местах трубопровода, и также на оборудовании;

- устройство земляного вала по периметру кустовых площадок и технологических площадок с целью локализации возможных аварийных разливов нефти, метанола;

- проведение комплекса подготовительных работ (рубка леса, кустарника, планировка площадок) в зимнее время года;

- рубка леса вокруг кустовых и технологических площадок на расстоянии, обеспечивающем пожарную безопасность;

- организация обращения с отходами в рамках, регламентируемых законодательством в области охраны окружающей среды.

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

- использование при бурении скважин малотоксичных химреагентов 3 и 4 классов опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты высокоминерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов бурения, их захоронение;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов. В целях рационального использования недр предусматривается сокращение потребления воды для производственных нужд и бурения с использованием систем оборотного водоснабжения. Для исключения потерь нефти и снижения пластового давления применяется способ добычи сырья с использованием системы ППД, исключающей нарушения равновесия геологической среды в эксплуатируемых нефтяных пластах. Для поддержания внутрипластового давления используется сеноманская вода.

Для обеспечения охраны подземных вод от загрязнения предусматриваются следующие мероприятия:

- применение для бурения скважин малотоксичных химреагентов 3-4 класса опасности;

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

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

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

- решение генерального плана с учётом технологической взаимосвязи объекта строительства с существующими инженерными коммуникациями (автодорогами, линиями ВЛ-6кв, нефтесборными и газосборными коллекторами, водоводами системы ППД);
- соблюдение нормативов плотности застройки технологических площадок; прокладка инженерных коммуникаций в одном коридоре, что сокращает потребности в землях на 30%;
- проект устанавливает твёрдые границы отвода земель;
- к отводу изпрошены земли, не используемые в сельскохозяйственном производстве, занятые, главным образом, болотами и лесами 3-й группы, редко лесами 2-й группы (леса водоохраных зон и водотоков);
- жесткое выполнение технологические процессы выполнения земельных трудов;
- использование научно-технических концепций изготовления трудов, автомобилей и элементов, наносящих минимальный вред плоскости земли и постной сфере;

- слив проработанных горюче-трансмиссионных использованных материалов в участках базирования строй технической в назначенные с целью данного ёмкости;
- неукоснительное выполнение законов пожарной защищенности присутствие изготовлении строй трудов в дивых массивах, в домашних и управленческих комнатах;
- выполнение рекультивации территорий в процессе и мгновенно уже после завершения постройки.

Сам период эксплуатации для предотвращения химического загрязнения земель метанолом ёмкости его хранения и насосные оборудования устанавливаются на железобетонных площадках, имеющих обортовку, связанную с дренажной емкостью. Для локализации утечек метанола с сальников насосов и уплотнений запорной арматуры предусматривается система дренажных лотков, имеющих выход в сборную емкость, откуда метанол откачивается одним из дозаторных насосов. Бочка из под использованного метанола, уже после заблаговременной помывки, складировается в площадке сохранения с целью последующей отправки в компании, поставляющие данный реагент. Воду от промывки предусматривается собирать сетями промканализации в дренажную емкость стоков конденсата с последующим вывозом на очистные сооружения производственных стоков с последующей закачкой в пласт системы ППД.

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

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

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

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

По окончании строительства нарушенные земли краткосрочного пользования будут возвращены владельцу земель - Кедровскому лесхозу.

В качестве дополнительных мер охраны животных на месторождении необходимо:

- проведение активной разъяснительной работы с персоналом;
- запрет на ввоз и хранение охотничьего оружия и других орудий охоты на территории месторождения;
- запрет на содержание без привязи охотничьих собак, особенно – в летний период;
- запрещение в перемещение в отсутствие производственной потребности вездеходного автотранспорта за пределами имеющихся путей либо магистралей;
- ограничение присутствия в местности месторождения лиц, никак не занимающихся в изготовлении;
- усиление егерской работы в местности.

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе проведен анализ эффективности разработки Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения (Томской области).

Рассмотрены особенности геологического строения, даны подробные описания о продуктивных пластах и свойствах нефти и газа. Проведен подробный анализ разработки месторождения, где рассматривается структура пробуренного фонда скважин, проектные и фактические показатели разработки. Оценена степень выработки запасов, основные потери по росту процента воды и представлена динамика темпов падения по проценту воды и по дебиту жидкости, составлена программа гирскопических исследований согласно проектной документации, выполнен мониторинг забойных давлений датчиками ГМС, рассмотрены скважины с недостижением приростов после ГРП. Сделан факторный анализ выполнения добычи нефти и состояние выполнения проектных решений по разработке месторождения и улучшения методики разработки с использованием новейших разработок. В экономической части проекта рассчитаны неучтенные (избыточные) затраты на обслуживание скважины, оборудованной ЭЦН, из-за использования правила аддитивности для плотности нефтяных смесей.

Подводя итоги выполненной работы, отметим следующие:

1. Месторождение находится на третьей стадии разработки и характеризуется стабильным уровнем добычи нефти.
2. При текущем состоянии разработки на месторождении отмечено пробурённых 585 скважин, а из них: 194 эксплуатирующийся, они составляют фонд добывающих скважин, где 118 скважин эксплуатируется механизированным способом с применением УЭЦН, 4 скважины ШГН, 72 скважины фонтанным способом; 100 нагнетательных; действующий фонд 155 скважин, бездействующий 39 скважин, 17 скважин контрольные и пьезометрические. Средний дебит по нефти составляет 10,4 т/сут., средний

дебит по жидкости 42,6 м³ /сут., средняя обводненность 72 %. Около 77 % фонда скважин эксплуатируются в условиях высокого газо-содержания, причем высокое значение среднего газового фактора наблюдается у скважин, эксплуатируемых фонтанным способом.

3. Анализ данных работы скважин месторождения показал, что извлекаемые запасы нефти и конденсата по месторождению насчитывается около 38,3 млн. т. Где в проекте фонда запасы представлены в 22,1 млн. тонн. Из них 8,6 млн. тонн расположено под недействующим фондом скважин (консервация, ожидание ликвидации, пьезометрические.), а 0,9 млн. т. находятся пока в недоступных районах месторождения.

4. Основные потери Q_н по росту процента воды связаны с преждевременной обводненностью скважин №№ 1313, 886, 806, 1026, 838, 1156, 215, 214. Основная причина – подход ФНВ от нагнетательных скважин окружения, а так же подтягивание воды из нижележащих пластов по трещинам ГРП. Прорывы трещин в нижележащие пласты подтверждаются анализом данных ТМС (скв. № 653). На скв. №№ 772, 591, 689, 644, 614, 695, потери связаны с нормальной выработкой запасов. Потери базовой добычи сырья по жидкости локализуются на пласте Ю1(4) в районе к. 117.

5. Отмечается крайне низкий уровень охвата месторождения гироскопическими исследованиями. По результату имеющихся гироскопов наблюдаются смещения скважин по латерали и вертикали. Последнее является критичным для месторождения из-за наличия газовой шапки.

В целом же, по результатам проведенного анализа Лугинецкого месторождения, выявлена необходимость в проведении мероприятий для стабилизации падения добычи нефти и обводненности, при эксплуатации скважин.

Для улучшения состояния разработки Лугинецкого месторождения предложим следующие мероприятия:

- привести систему разработки к проектной;
- рассмотреть мероприятия по бездействующему фонду скважин;

- увеличение гироскопических исследований, что позволяет получить полную картину состояния скважины и выявить степень обводненности, при этом рекомендуется дополнительно проводить отбор проб на 6-компонентный анализ с выдачей заключения об источнике воды;
- проведение комплексных мероприятий для оптимизации состояния скважин, с внедрением ГТМ.

Не менее важным аспектом в работе нефтегазодобывающих предприятий является вопрос о прогнозировании и планировании технико-экономических работ. Следует отметить, что лучше всего учитывать затраты полученные путем сравнения их на эксплуатацию скважины, рассчитанные при использовании рекомендуемого нормативными документами правила аддитивности и экспериментальных данных.

Список литературы

1. Анализ разработки Лугинецкого месторождения, Отчет ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, 2009 г
2. Борщ С.С., Фирсова Т.К. Обобщение геолого-геофизических данных по Лугинецкой площади с целью уточнения строения верхнеюрской продуктивной толщи. Отчет о результатах работ тематической партии № 4/91-92. ПО «Сибнефтьгеофизика», г. Новосибирск, 1992. - 276 с.
3. Булынникова А.А., Ясович Г.С. Верхний отдел. Юрская система // Стратиграфо- палеонтологическая основа детальной корреляции нефтегазоносных отложений Западно-Сибирской низменности. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1972. - С. 14—49.
4. Жилина Е.Н. Условия формирования и геометризация келловей-волжских природных резервуаров Лугинецкой зоны нефтегазонакопления (Томская область): автореф. дис.....канд. геол.-мин. наук: 25.00.16 / Е.Н. Жилина. Национальный исследовательский Томский политехнический университет Томск, 2015. - 23 с.
5. Иванов В. Г. Химический состав подземных вод и нефтей Лугинецкого, Герасимовского и Западно-Останкинского месторождения. Томск: «ТомскНИПИнефть», 1992. С. 47-89.
6. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Сурков В.С. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М., 1975 г. 205с
7. Найданов Ю.В., Чертенков В.Г., Мурашова А.Ф. и др. Подсчет запасов свободного газа, конденсата и нефти Лугинецкого месторождения по состоянию на 10 мая 1972 г. / Отчет: Томская КГЭ. Томск, 1972.
8. Отчет по подсчету запасов нефти и газа Лугинецкого месторождения. Томск, ТомскНИПИнефть, 2009 г.
9. Пересчет запасов нефти, газа, конденсата, сопутствующих компонентов и создание ТЭО КИН Лугинецкого Месторождения Томской области. Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2005.

10. Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины: Тюмень, 1991 г. 54 стр.

11. Реконструкция ПСП «Лугинецкое» (проектно-изыскательские работы) Отчетная документация № 282. Генпроектировщик. – ОАО «Томскгазпром», г. Томск, 2011 г.

12. Чернова О.С. Литолого-фациальный и формационный анализ нефтегазоносных толщ: Пособие по короткому курсу. Томск: Изд-во ЦППС НД, 2009. - 250 с.

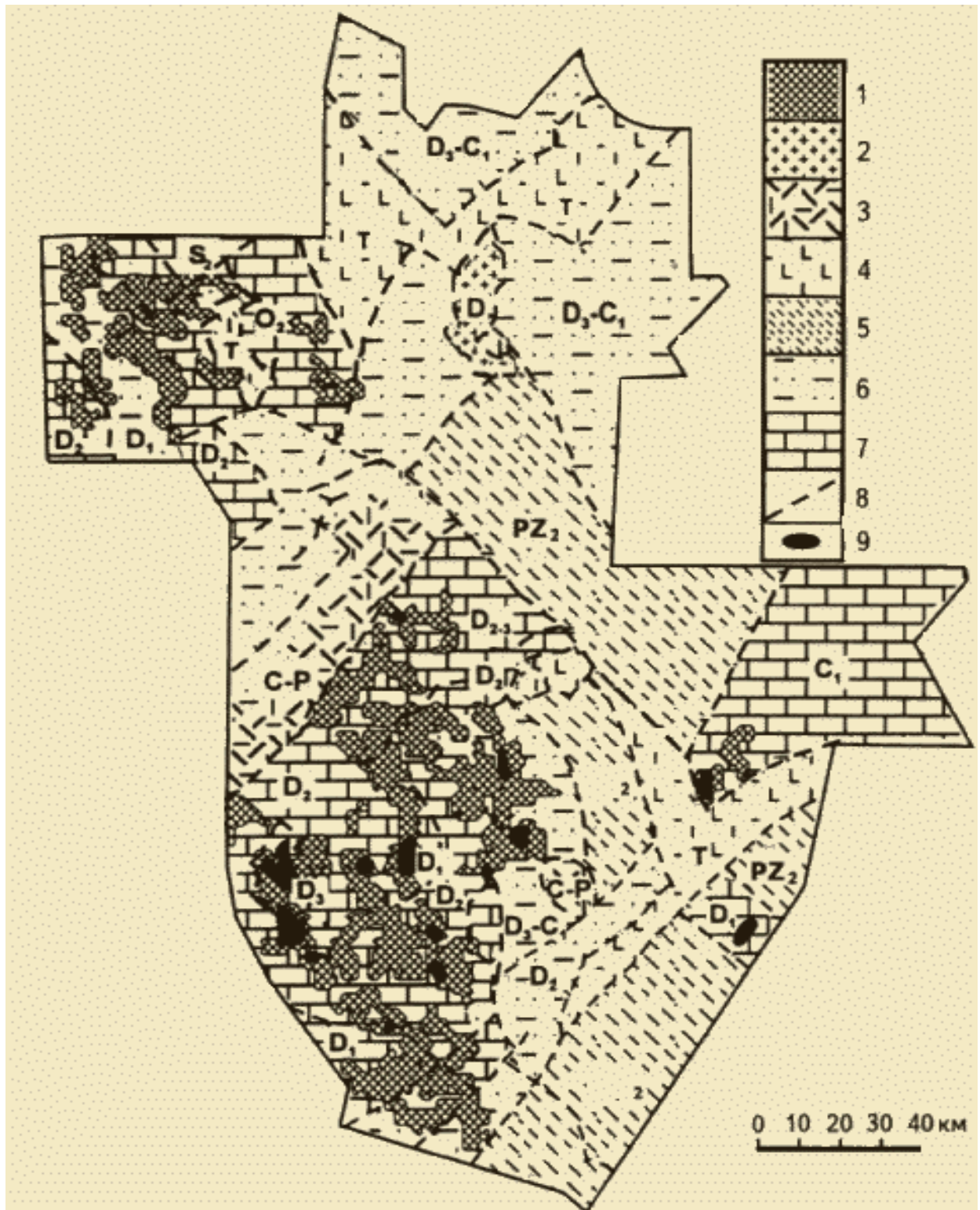
13. [Электронный ресурс]. Сайт компании Томскнефть/
<http://www.tomskneft.ru>

14. [Электронный ресурс]. Сайт книга нефти/ <http://kniganefiti.ru>

15. Экологический паспорт Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения. Томск: ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2007.

Приложение № 1.

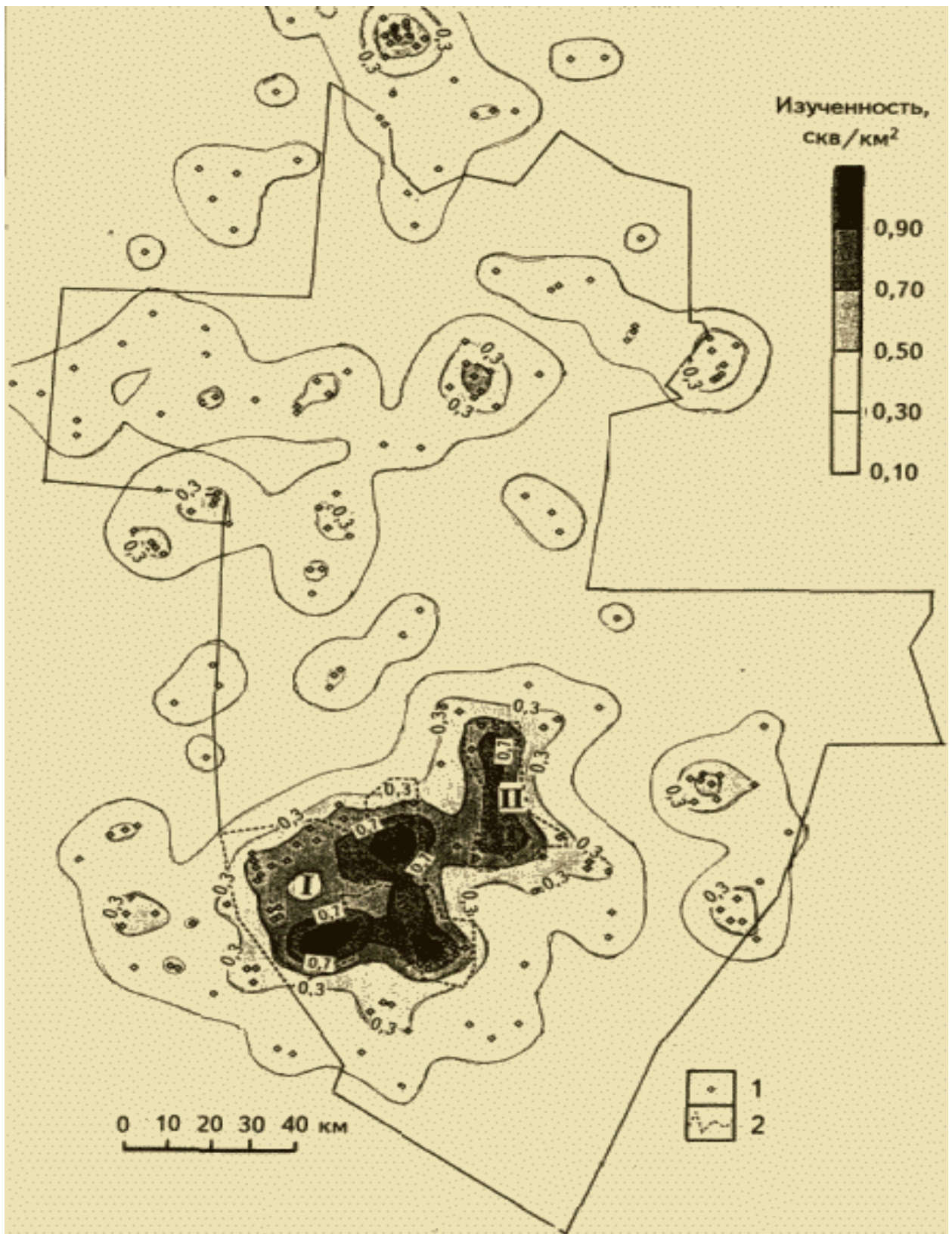
Схема геологического строения доюрских образований Лугинецкого нефтегазоносного района



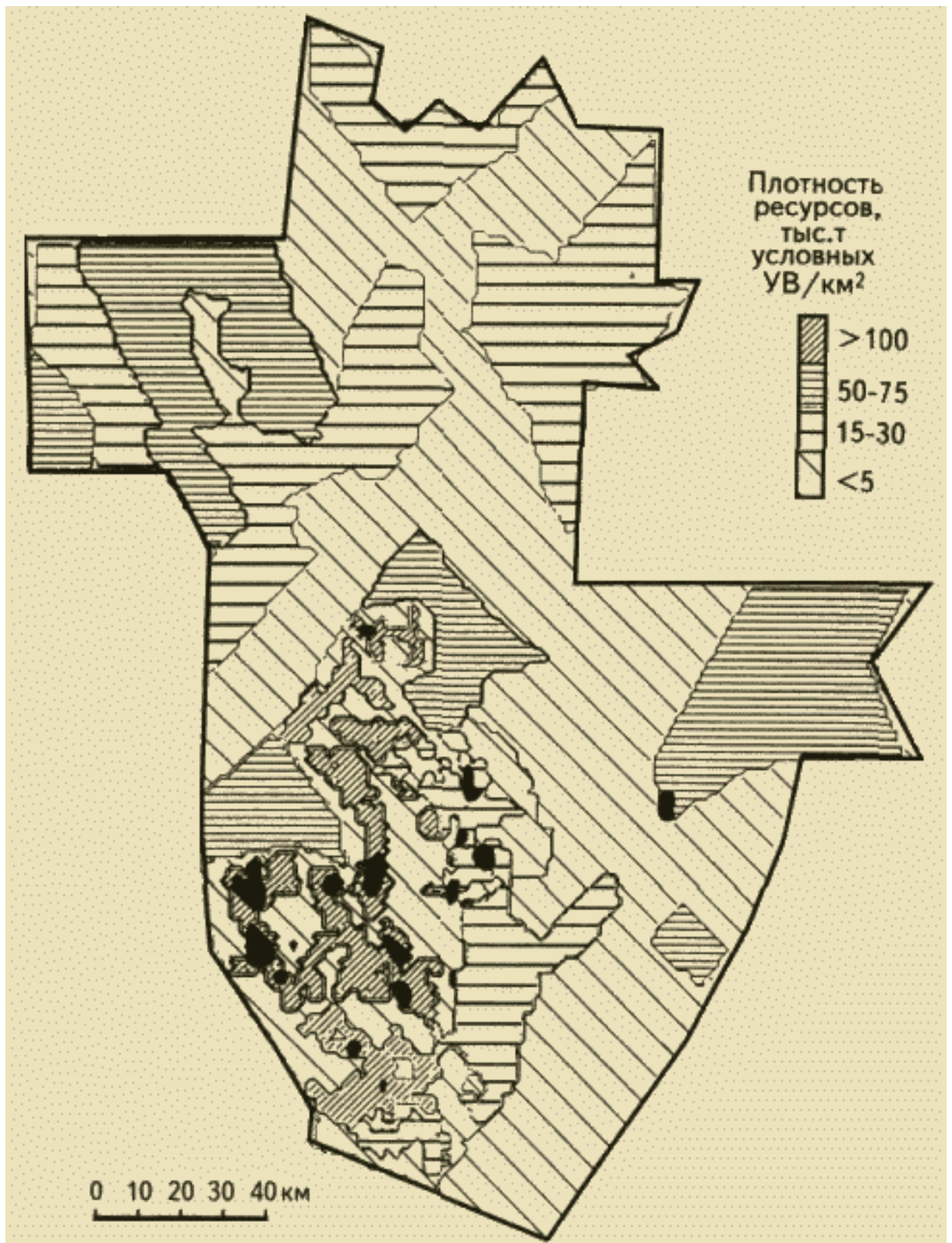
1 – зоны деструкции; 2 – граниты; 3 – липариты; 4 – андезиты; 5 – сланцы; 6 – кремнисто-глинистые породы; 7 – карбонаты; 8 – зоны разломов; 9 – месторождения нефти и газа.

Приложение № 2

Схема изученности скважин Лугинецкого месторождения глубоким бурением (а; б).



а



б

1 – скважины; 2 – граница эталонных участков; эталонные участки: / – "карбонатный", // – "кремнисто-глинистый".

Приложение № 3

Основные сокращения

БРВ – блок распределение воды

ВКР – выпускная квалификационная работа

ВНК - водонефтяной контакт

ВНЗ — водонефтяная зона

ГИС – геологическое исследование скважин

ГРП – гидроразрыв пласта

ГТМ — геолого технологические мероприятия

ЗБС – забурка боковых стволов

МУН – методы увеличения нефтеотдачи

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ОАО – открытое акционерное общество

ППД – поддержание пластового давления

ПЭД – погружной электродвигатель

ПВЛГ – перевод на вышележащий горизонт

РИР – ремонтные изоляционные работы

ТМС – термоманометрическая система

УЭЦН и УПСВ – установки электроцентробежного насоса и предварительного сброса воды

УДНГ – управление по добыче нефти и газа

УВ - углеводороды

ФЭС – фильтрационно-емкостные свойства

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа

ЧНЗ – чисто нефтяная зона

ШСН – штанговый скважинный насос

скв. – скважина

с.у. – стандартные условия