

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
ПОЛИТЕХНИЧЕСКАЯ ШКОЛА

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК И ПРОВЕРЕНО НА ОБЪЕМ
ЗАИМСТВОВАНИЯ

Директор Политехнической школы
М.О. Писарев
2019 г.



ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
(магистерская диссертация)

**КОНЦЕПЦИЯ РАЗРАБОТКИ МНОГОПЛАСТОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С
ТОНКИМИ НЕФТЯНЫМИ ОТОРОЧКАМИ**

Направления подготовки 03.04.02 Физика

Магистерская программа «Концептуальный инжиниринг месторождений нефти и
газа»

Выполнили групповой
проект
студенты 2 курса
очной формы обучения

Веснина Веснина Любовь Юрьевна
Галстян Галстян Кристина Александровна
Макаров Макаров Филипп Николаевич
Свичкарёва Свичкарёва Дарья Витальевна
Тюлькова Тюлькова Анастасия Ивановна
Шилов Шилов Фёдор Сергеевич

Научный руководитель
Профессор Политехнической школы
ТюмГУ, доктор геолого-минералогических
наук, профессор

Клещенко Клещенко Иван Иванович

Консультант
Руководитель отдела разработки УГРМ
ООО «ТННЦ»

Архипов Архипов Виталий Николаевич

Рецензент
Директор программ технологического
центра ООО «Газпромнефть НТЦ»

Панов Панов Роман Алексеевич

г. Тюмень, 2019

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	2
ПЕРЕЧЕНЬ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ И МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	10
2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	15
2.1. Районирование объекта	15
2.1.1. Тектоническое районирование	15
2.1.2. Нефтегазоносное районирование	18
2.2. Литолого-стратиграфический разрез	20
2.3. Анализ геологоразведочных работ и исходных данных	20
2.3.1. Сведения о проведенных сейсморазведочных работах.....	20
2.3.2. Изученность глубоким бурением	22
2.4. Гидрогеологические и геокриологические условия	24
2.5. Свойства пластовых флюидов	25
3. ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	27
3.1. Отбор керна.....	27
3.2. Петрофизические свойства пород	32
3.3. Характеристики вытеснения нефти водой.....	34
3.4. Фильтрационно-емкостные свойства по данным ГИС	39
3.5. Выделение коллекторов.....	39
3.6. Выделение коллекторов.....	41
3.7. Определение коэффициента пористости	42
3.8. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности	44
3.9. Определение коэффициента проницаемости	45
4. МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	47
4.1. Создание геологической модели	47
4.1.1. Исходные данные	47
4.1.2. Концептуальная модель отложений яковлевской свиты	47
4.1.3. Создание структурной модели.....	50
4.1.4. Обоснование трехмерной сетки.....	51
4.1.5. Создание модели литологии.....	53

4.1.6. Создание модели ФЕС	55
4.1.7. Создание модели насыщения	57
4.1.9. Подсчет начальных геологических запасов углеводородов	59
4.2. Создание фильтрационной модели	60
4.2.1. Обоснование коэффициентов вытеснения нефти, используемых в моделях	62
4.2.2. Обоснование ОФП, используемых в моделях	63
4.2.3. Свойства флюидов, используемые в моделях	64
4.2.4. Описание начальных и граничных условий	68
4.2.5. Адаптация гидродинамических моделей	69
5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	74
5.1. Обоснование агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления	75
5.2. Обоснование типа скважины	75
5.3. Обоснование длины горизонтального участка скважины.	76
5.4. Обоснование выбора системы размещения	77
5.5. Обоснование режима работы скважин	78
5.6. Обоснование плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин	79
5.7. Обоснование уровня компенсации	80
5.8. Варианты разработки месторождения L	83
5.9. Технологические показатели вариантов разработки	85
6. БУРЕНИЕ СКВАЖИН	91
6.1. Выбор типовой конструкции скважины	91
6.2. Конструкция скважин	91
6.3. Цементирование обсадных колонн	93
6.4. Заканчивание скважин	94
7. ПРОГРАММА ДОИЗУЧЕНИЯ И ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ	96
7.1. ОПЭ	96
7.2. Разведка	99
8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	100
8.1. Существующее положение по обустройству месторождения	100
8.2. Проектные решения по обустройству месторождения	100
8.3. Рекомендации к системе сбора продукции скважин	102
8.4. Система сбора и промысловой подготовки продукции скважин	104

8.5. Рекомендации по развитию системы ППД.....	107
8.6. Мероприятия по эксплуатационной надежности системы ППД	108
8.7. Требования к качеству закачиваемой воды	109
8.7.1. Сооружения подготовки насоновской воды.....	110
8.7.1.2. Обеспечение водоснабжения	111
8.8. Вариант 1 эксплуатации месторождения L	112
8.9. Вариант 2 эксплуатации месторождения L	115
8.10. Вариант 3 эксплуатации месторождения L	116
8.11. Электроснабжение.....	120
8.12. Логистическая сеть.....	123
9. ЭКОНОМИКА	124
9.1. Экономические показатели	124
9.2. Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат	126
9.3. Эксплуатационные затраты.....	129
9.4. Налоговая система.....	131
9.5. Техничко-экономическое обоснование варианта	132
9.6. Анализ чувствительности.....	132
10. УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ	134
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	135
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ	137
ПРИЛОЖЕНИЕ	139
Приложение 1. Выкопировка из карты перспектив нефтегазоносности Красноярского края (под ред. А.А. Конторовича, 2002 г.).....	139
Приложение 2. Усредненная литолого-стратиграфическая колонка скважин №7,8,9,10.....	140
Приложение 3. Корреляция	145
Приложение 4. Схема корреляции скважин и точки пластопересечения пласта Як-I.....	146
Приложение 5. Структурная карта кровли Як-I в граница лицензионного участка	147
Приложение 6. Структурная карта кровли Як-II в граница лицензионного участка	148
Приложение 7. Структурная карта кровли Як-III в граница лицензионного участка	148
Приложение 8. Структурная карта кровли Як-IV в граница лицензионного участка	150

Приложение 9. Структурная карта подошвы Як-IV в граница лицензионного участка	151
Приложение 10. Геологический разрез в направлении север-юг	152
Приложение 11. Геологический разрез в направлении запад-восток.....	152
Приложение 12. Геометрические размерности трехмерной геологической сетки пластов Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV.	153
Приложение 13. Гидродинамическая модель пласта Як-I	154
Приложение 15. Гидродинамическая модель пласта Як- III.....	155
Приложение 16. Гидродинамическая модель пласта Як- IV	155
Приложение 17. Вариант разработки пласта Як-I, межрядное и межскважинное расстояние - 250 м	156
Приложение 18. Вариант разработки пласта Як-I, межрядное и межскважинное расстояние - 500 м	157
Приложение 20. Вариант разработки пласта Як-III, межрядное и межскважинное расстояние - 250 м	159
Приложение 21. Вариант разработки пласта Як-III, межрядное и межскважинное расстояние - 500 м	160
Приложение 22. Вариант разработки пласта Як-III, межрядное и межскважинное расстояние - 750 м	161
Приложение 23. Проектный фонд варианта 1, карта нефтенасыщенных толщин объект Як-I.....	162
Приложение 24. Проектный фонд варианта 1, карта нефтенасыщенных толщин объект Як-III	163
Приложение 25. Проектный фонд варианта 2, карта нефтенасыщенных толщин объект Як-I.....	164
Приложение 26. Проектный фонд варианта 2, карта нефтенасыщенных толщин объект Як-III.....	165
Приложение 27. Оптимизация фонда. Пласт Як-I.....	166
Приложение 28. Оптимизация фонда. Пласт Як-III	167
Приложение 29. Проектный фонд варианта 3, карта нефтенасыщенных толщин объект Як-I.....	168
Приложение 30. Проектный фонд варианта 3, карта нефтенасыщенных толщин объект Як-III	169
Приложение 32. 1 вариант обустройства. Схема площадных и линейных объектов выполненная в РН-КИН.....	171
Приложение 34. 2 вариант обустройства. Схема площадных и линейных объектов выполненная в РН-КИН.....	173
Приложение 35. 3 вариант обустройства. Схема УПН выполненная в «Aspen HYSYS»	174

Приложение 36. 3 вариант обустройства. Схема площадных и линейных объектов выполненная в РН-КИН.....	175
Приложение 37. Налоговая среда РФ для нефтегазодобывающих предприятий	176
Приложение 37. Распределение налогов в федеральный, территориальный и местный бюджеты.....	177
Приложение 38. Анализ чувствительности рекомендуемого варианта разработки и обустройства L	177
Приложение 39. Идентификация рисков, анализ их возникновения и способы контроля	179

ПЕРЕЧЕНЬ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

- ВГФ – водо-газовый фактор
ВНК – водонефтяной контакт
ГВК – газовойодяной контакт
ГДМ – гидродинамическая модель
ГИС – геофизические исследования скважин
ГМ – геологическая модель
ГНК – газонефтяной контакт
ГС – горизонтальная скважина
КИН – коэффициент извлечения нефти
ЛУ – лицензионный участок
МЗС – многозабойная скважина
НГЗ – начальные геологические запасы
ОПЭ – опытно-промышленная эксплуатация
ОРД – одновременно раздельная добыча
ОРЗ – одновременно раздельная закачка
ППД – поддержание пластового давления
РИГИС – результаты интерпретации ГИС
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
ФМ – фильтрационная модель

ВВЕДЕНИЕ

Месторождение L открыто в 1985 году в результате бурения и испытания скважины LD-1. Месторождение расположено на одноименном лицензионном участке (ЛУ). Согласно административному делению территории Российской Федерации, рассматриваемый участок располагается в Туруханском муниципальном районе Красноярского края. В географическом отношении территория работ расположена в центральной части Нижне-Енисейской возвышенности в бассейне реки Большая Хета - левого притока реки Енисей. Площадь участка составляет 427 км².

В трех километрах на северо-запад от границы ЛУ расположено разрабатываемое с 2009 года месторождение V. В двух километрах на юг – месторождение T, разрабатываемое с 2013 года.

На месторождении пробурено 15 скважин: 5 поисковых, 10 разведочных.

Целью работы является создание концепции разработки и обустройства многопластового месторождения L с тонкими нефтяными оторочками на этапе «Оценка».

В рамках выполнения работы выделены следующие задачи:

1. Анализ литературы и технической документации по соответствующей тематике.
2. Анализ исходной информации и предварительная оценка актива.
3. Интерпретация материалов ГИС и построение петрофизической модели.
4. Построение геологической модели и подсчет запасов.
5. Организация программы исследовательских работ и доразведки месторождения.
6. Разработка концепции разработки.
7. Разработка концепции обустройства.
8. Экономическая оценка рассматриваемых вариантов.
9. Анализ рисков.

Работа выполнена на базе ООО «Тюменский нефтяной научный центр». В качестве исходной информации для выполнения работы были использованы следующие материалы:

- координаты и инклинометрия поисковых и разведочных скважин;
- материалы ГИС;
- результаты лабораторных исследований керна;
- результаты лабораторных исследований пластовых флюидов;
- результаты испытаний скважин;
- информация об объектах инфраструктуры близлежащих месторождений.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ И МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождение L административно относится к Туруханскому району Красноярского края. В географическом отношении территория работ расположена в центральной части Нижне-Енисейской возвышенности в бассейне реки Большая Хета - левого притока реки Енисей. Обзорная схема района работ представлена на рисунке 1.1.

Территория района работ малоосвоена и слабозаселена. Непосредственно на лицензионном участке месторождения L населенных пунктов нет.

Ближайшими населенными пунктами к ЛУ являются г. Игарка, расположенный в 130 км к востоку, на правом берегу Енисея, и пос. Советская Речка, в 120 км к югу от центра участка. Город Игарка имеет аэропорт круглогодичного действия с бетонной взлетно-посадочной полосой длиной 2511 м, шириной 46 м для приема самолетов летом с максимальным взлетным весом 140 тонн и зимой - без ограничения. Игарское авиапредприятие имеет постоянно базирующуюся эскадрилью самолетов Ан-26, Ан-2 и вертолетов Ми-8. Время полета на вертолете от г. Игарка до Лодочного ЛУ в пределах одного часа (в зависимости от скорости и направления ветра). Отличительной особенностью аэропорта Игарки является его открытость для полетов по метеоусловиям - около 330 суток в году. Автомобильных и железных дорог, связывающих г. Игарка с другими городами, нет.

Районный центр пос. Туруханск, расположен в 280 км к юго-востоку от участка. В Туруханске имеется аэропорт круглогодичного действия с бетонной взлетно-посадочной полосой: летом - 1800 м, зимой - 2100 м, шириной: летом - 28 м, зимой - 40 м. Летом Туруханский аэропорт принимает самолеты III-IV класса и тяжелые вертолеты. Зимой - самолеты, имеющие давление одной опорой не более 61 тонны (самолеты типа Ил-76, Ан-74, Ан-72, Ан-12). Время полета на вертолете Ми-8 от Туруханска до Лодочного ЛУ около 1 часа 30 минут. Автомобильных и железных дорог в Туруханском районе нет.

В 250 км к северо-востоку от месторождения L находится г. Норильск и в

230 км к северо-востоку расположен крупный порт Дудинка. Порт Дудинка круглогодично принимает морские суда водоизмещением до 25 000 т и в период навигации по Енисею, с 10 июня по 10 октября, речные суда. Главное экономическое значение порта – обеспечение Норильского промышленного района промышленными и продовольственными товарами и вывоз производимой в регионе продукции. Между городами Норильск и Дудинка расположен аэропорт, способный принимать все типы большегрузных самолетов. Норильск и Дудинка связаны между собой автомобильной и железной дорогой.

Постоянная дорожная сеть на участке отсутствует, передвижение к месту работ осуществляется по зимникам, в летнее - водным транспортом по Енисею до подбаз и далее авиатранспортом.

Рельеф территории, к которой приурочена площадь отчетных работ, представляет собой слабо всхолмленную невысокую равнину, слегка приподнятую над общим уровнем рельефа Западно-Сибирской низменности, заболоченную тундру и лесотундру, изобилующую реками и озерами. Абсолютные отметки водораздельных пространств в пределах Лодочного ЛУ составляют 50-100 м, относительные превышения колеблются в пределах 10-50 м. Максимальная абсолютная отметка - высота оз. Лодочное в юго-восточной части участка, равна 117 м.

На территории участка широко развиты неблагоприятные физико-геологические процессы и явления: термокарст, заболачивание, солифлюкция, мерзлотные бугры пучения.

Территория лицензионного участка расположена в междуречье рек Б. Хеты и Русской. Речная сеть на участке принадлежит в основном бассейну реки Большая Хета и ее левых притоков Осетровая, Покойницкая. Река Большая Хета судоходна для малотоннажных мелкосидящих судов в весенний период в течение 25-30 дней на протяжении 570 км. Освобождается ото льда во второй половине июня.

Ширина реки в устье достигает 500 м, в районе участка 100 м, скорость течения 0,5-0,7 км/час, глубины в меженный период от 0,3 до 1,0 м. На участке непосредственно протекают реки Мал. Лодочная (правый приток р. Лодочная),

Ичемма и Мал. Хуричангда. Наибольшая ширина р. Мал. Лодочная в пределах участка - 10 м, глубина 0,4 м.

Питание рек происходит в основном за счет атмосферных осадков и грунтовых вод водоносного горизонта деятельного слоя.

Характерной чертой рельефа является множество озер, которые зачастую являются истоками малых рек, вероятно, термокарстового происхождения. Наиболее крупные из них: Ичемма (площадью зеркала около 6 км²), Бакамакта, Прикоча, Лодочное (площадью зеркала 4 км²) и Островное (3 км²), Малое Островное. Озера с обрывистыми берегами, в отдельных случаях с крайне отмелыми песчаными приурезовыми частями (оз. Лодочное). Ихтиофауна распространена не повсеместно, что обусловлено промерзанием озер и особенностям их кислородного режима. Глубины озер, как правило, не превышают 4 м. Питание озер - поверхностным путем. Грунтовый сток исключается ввиду сплошного залегания многолетнемерзлых пород. Замерзают реки и озера в конце сентября - начале октября, вскрываются в середине июня. Весенний ледоход длится 5-7 дней. Летом малые водотоки сильно мелеют, на некоторых участках полностью пересыхают. Вода в озерах пресная, может использоваться в качестве источника водоснабжения.

Климат района арктический: суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето. Среднегодовая температура воздуха отрицательная: минус 10-11 °С. Наиболее теплый месяц года - июль, средняя температура воздуха в июле плюс 16 °С, в отдельные дни до плюс 30 °С. Наиболее холодные месяцы - январь, февраль, средняя температура минус 26 °С, а в отдельные дни температура воздуха опускается до минус 57 °С.

Количество осадков, выпадающих в виде дождя и снега, в среднем 250-500 мм в год. Наибольшее количество осадков приходится на август-сентябрь. Мощность снегового покрова неравномерна: на равнинных участках - до одного метра, в оврагах, распадках - до 3,0 м.

На протяжении всего года на данной территории дуют сильные ветры. В весенне-летний период преобладают ветры северного и северо-западного

направления, зимой - южного и юго-западного. Максимальная сила ветра достигает 25 м/с, средняя скорость ветра - 5-7 м/с. Район месторождения относится к VI климатической зоне. Отопительный сезон начинается с 1 октября и длится 289 суток (г. Игарка). Длительность периода с температурой выше 10 °С составляет 60-90 дней.

Район работ находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. Средняя глубина распространения многолетнемерзлых – 500-550 метров.

Лицензионный участок расположен в лесотундровой зоне, включает урочище Ичемма Тундра. Растительный покров представлен низинными травяно-осоковыми и верховыми плоскобугристыми мочажинными мохово-лишайниковыми болотами, листовенничными кустарничково-лишайниковыми редколесьями. Поймы рек заняты густыми труднопроходимыми зарослями кустарников ивы, ольхи, ерника, наблюдается островное развитие ягеля.

Фауна представлена всеми видами, обитающими в лесотундровой зоне: олени, волки, россомахи, медведи, песцы, лемминги. Олени и песцы имеют промысловое значение. Из птиц круглогодично обитает полярная куропатка, летом прилетают многочисленные водоплавающие: гуси, утки, гагары, лебеди. Встречаются: чайки, соколы-сапсаны, пуночки. В озерах и реках водятся ценные породы рыб: пелядь, сиг, чир, налим и др.

Территория участка расположена в зоне низкой сейсмичности.

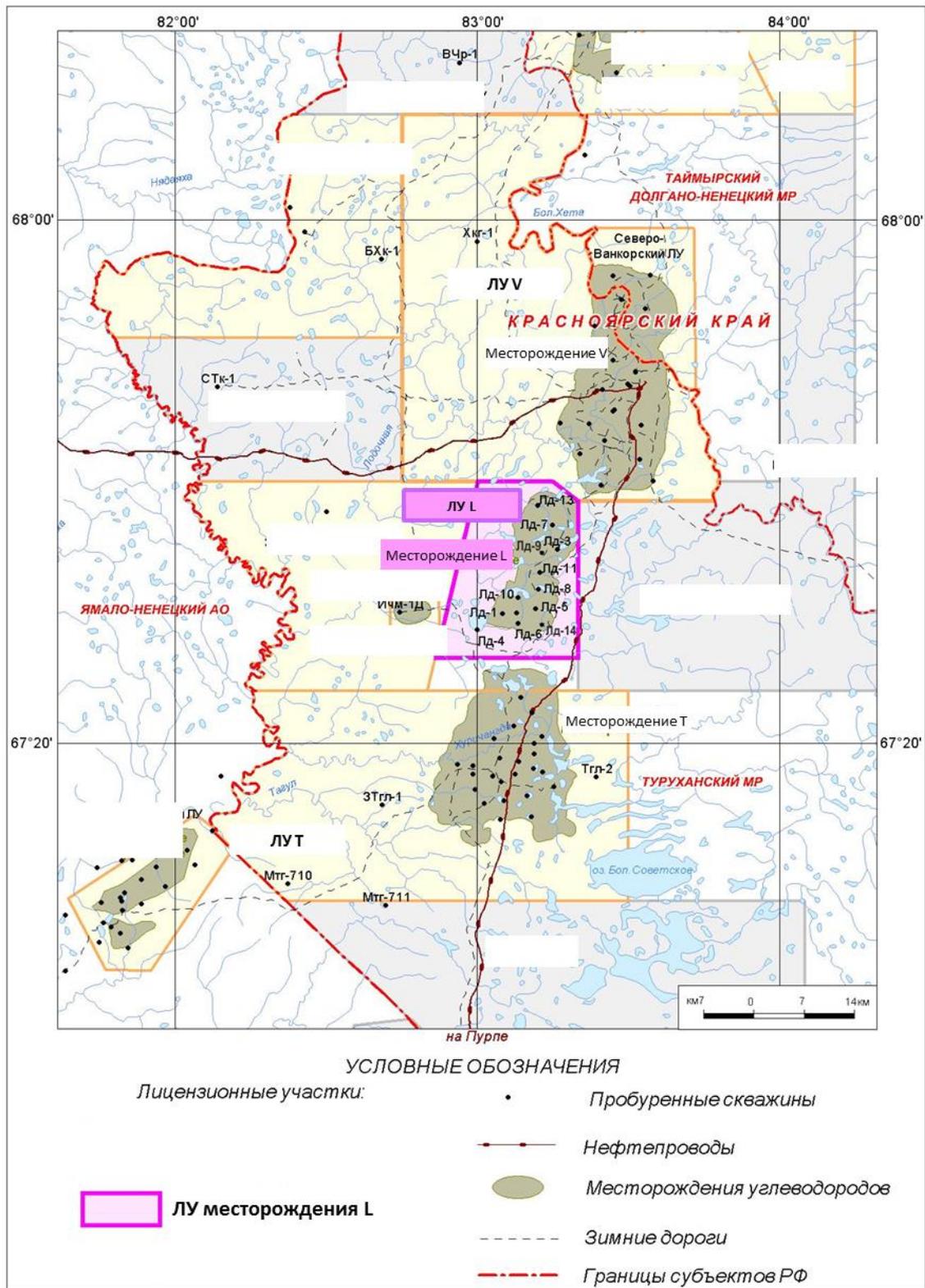


Рис. 1.1. Обзорная карта района работ

2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1. Районирование объекта

2.1.1. Тектоническое районирование

В региональном структурном плане юрских и меловых отложений участок L приурочен к северо-восточной части Западно-Сибирской плиты (ЗСП).

Геологический разрез района представлен двумя структурными этажами: верхним и нижним. Верхний этаж объединяет из отложения юры, мела, палеогена и четвертичных отложений; нижний этаж представлен доюрскими образованиями – структурными комплексами протерозойского, палеозойского и триасового возраста.

Наиболее древние архейско-протерозойские образования представлены метаморфизованными дислоцированными породами, залегающими в наиболее погруженных участках на глубине 8-12 км, на бортовых участках – на глубине 5-6 км.

Породы палеозойского комплекса выполняют крупные впадины, врезанные в докембрийский цоколь. Образования триасового комплекса распространены локально, выполняя грабен-рифтовые области, сложенные вулканогенно-рифтовыми и терригенно-угленосными породами.

Юрско-меловая толща представлена чередованием глинистых пород с песчаниками и переходными разновидностями от песчаников к аргиллитам.

В плане структурно-тектонического районирования юрских и меловых отложений ЗСП, лицензионный участок L расположен в пределах Лодочного вала, входящего в состав Большехетской структурной террасы – структуры первого порядка, осложняющей Надым-Тазовскую синеклизу – надпорядковую структуру ЗСП ().

Наиболее крупными структурными элементами северо-восточной части ЗСП являются Надым-Тазовская синеклиза и Пакулихинская моноклираль.

Надым-Тазовская синеклиза (III) одна из крупнейших структур Западно-Сибирской плиты. На севере она граничит с Енисей-Хатангским региональным

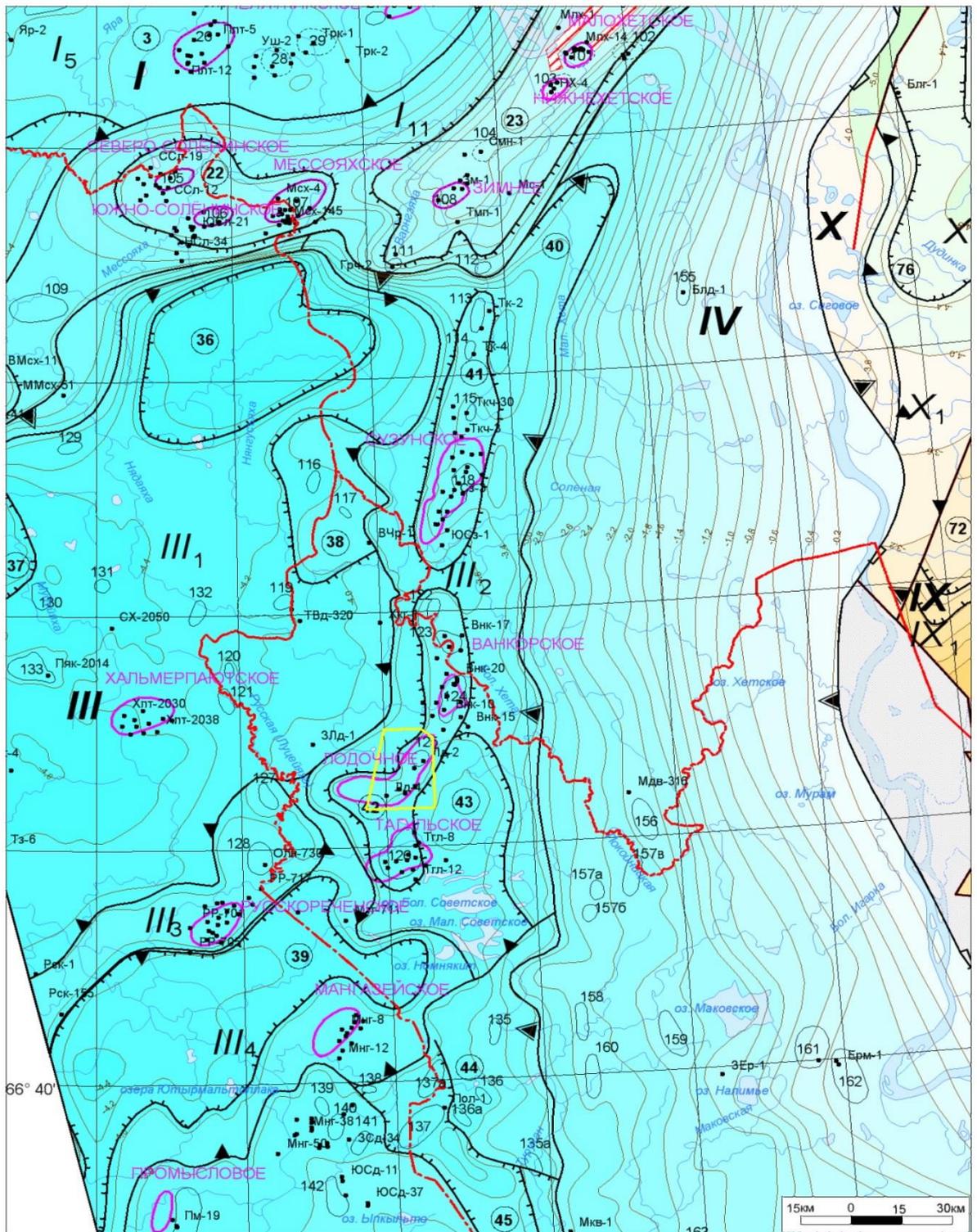
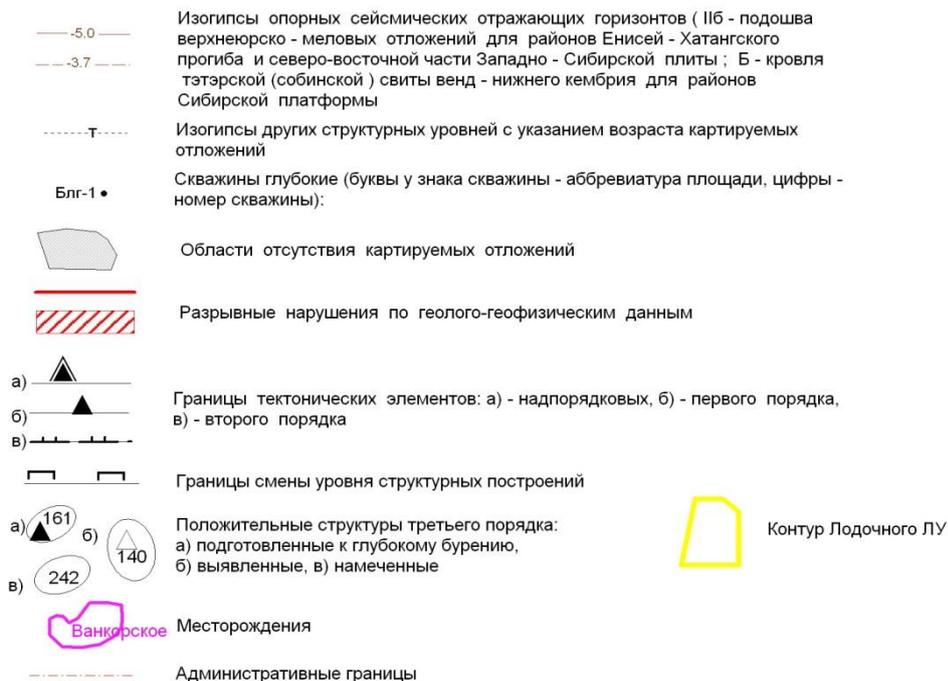


Рис. 2.1.1.1. Выкопировка из структурно-тектонической карты западной части Сибирской платформы (Кринин, 2002)

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ



Список структур

I - ЕНИСЕЙ - ХАТАНГСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ ПРОГИБ

I₅ - ЦЕНТРАЛЬНО - ТАЙМЫРСКИЙ МЕГАПРОГИБ

- ③ - Танамская структурная терраса
26 - Пеляткинская
28 - Ушаковская
29 - Турковская

I₁₁ - МАЛОХЕТСКО - МЕССОЯХСКАЯ ГРЯДА

- ②② - Соленинско-Мессояхский вал
②③ - Малохетский вал
101 - Малохетская
102 - Долганская
103 - Нижнехетская
104 - Семёновская
105 - Северо - Соленинская
106 - Южно - Соленинская
107 - Мессояхская
108 - Зимняя
109 - Верхнемессояхская
111 - Горчинская
112 - Студеная

IV - ПАКУЛИХИНСКАЯ МОНОКЛИНАЛЬ

- 155 - Большелайдинская
156 - Медвежья (АТЗ)
157а,б,в - Песчаная
158 - Хектамская
159 - Сиговая
160 - Бирамская
161 - Щучья
162 - Ермаковская

IX - ТУРУХАНО - НОРИЛЬСКАЯ ГРЯДА

IX₁ - ХАНТАЙСКО - РЫБНИНСКИЙ МЕГАВАЛ

- ⑦② - Фокино - Убойнинский прогиб

X - КУРЕЙСКАЯ СИНЕКЛИЗА

X₁ - НОРИЛЬСКО - ХАРАЕЛАХСКИЙ МЕГАПРОГИБ

- ⑦⑥ - Хараелахский прогиб

III - НАДЫМ - ТАЗОВСКАЯ СИНЕКЛИЗА

III₁ - ПЕНДОМАЯХСКАЯ ВПАДИНА

- ③⑥ - Сикутахская впадина
③⑦ - Мундуйяхская впадина
③⑧ - Чарский выступ

III₂ - БОЛЬШЕХЕТСКАЯ СТРУКТУРНАЯ ТЕРРАСА

- ④① - Долганский структурный залив
④② - Сузунский вал
④③ - Советский структурный залив

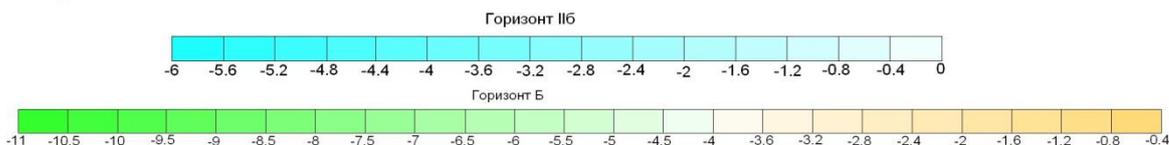
III₃ - ТАЗОВСКО-РУССКОРЕЧЕНСКИЙ МЕГАВАЛIII₄ - СИДОРОВСКИЙ МЕГАВЫСТУП

- ④④ - Советскореченский выступ

Прочие структуры второго порядка

- ③⑨ - Нижнетазовская котловина

- 113 - Тайкинская
114 - Южно - Тайкинская
115 - Токачинская
118 - Сузунская
122 - Дукуская
123 - Северо - Ванкорская
124 - Ванкорская
125 - Лодочная
126 - Тагульская
135 - Поселковая
135а - Усть - Абандинская
136 - Восточно - Полярная
136а - Западно - Полярная
137 - Маркельтинская
137а - Пакультинская
138 - Школьная
139 - Глассная
140 - Сидоровская
141 - Восточно - Сидоровская
142 - Южно - Сидоровская
143 - Травянистая



Условные обозначения к рис. 2.1.1.1.

прогибом, на востоке с Пакулихинской моноклиной. В ее состав (в пределах Красноярского края) в ранге структур первого порядка входят: Пендомаяхская впадина, Большехетская структурная терраса, Тазовско-Русскореченский мегавал, Сидоровский мегавыступ.

Большехетская структурная терраса (Ш₂) представляет собой сложно построенную зону, нарушающую моноклиальность восточного борта Надым-Тазовской синеклизы и имеет, в целом, субмеридиональную ориентировку. Осложняющие ее структуры второго порядка ориентированы преимущественно в юго-западном направлении. К ним относятся Сузунский и Лодочный валы, а также Долганский структурный залив. В их пределах выделены Тайкинское, Южно-Тайкинское, Сузунское, Ванкорское, Лодочное и Тагульское локальные поднятия.

Размеры Большехетской структурной террасы 200х50 км, отметки целевого горизонта изменяются от -3,2 км до -3,8 км.

Лодочный вал, центральную часть которого осложняет Лодочная структура, имеет субмеридиональное простирание, его протяженность около 110 км, ширина от 8 до 25 км и амплитуда в поперечном сечении от 50 до 200 м.

Лодочное поднятие выявлено методом МОВ в 1970 году, подготовлено к глубокому бурению в 1973 году по результатам сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных ПГО "Новосибирскгеология".

2.1.2. Нефтегазоносное районирование

Согласно нефтегазогеологическому районированию участок работ расположен в восточной части Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП), и принадлежит к Большехетскому нефтегазоносному району (НГР) (Приложение 1). С юга участок граничит с месторождениями Т, с севера – с месторождениями V.

К настоящему времени в пределах района доказана промышленная нефтегазоносность всего мелового комплекса ниже кровли долганской свиты. А также газоносность отложений сиговской свиты юрских отложений.

В разрезе осадочного чехла Пур-Тазовской нефтегазоносной области выделяются юрский и меловой нефтегазоносные мегакомплексы (НГМК) (Кузнецов, Кяргина и др., 2001 ф).

В пределах мелового НГМК выделяется два нефтегазоносных комплекса: неоком-аптский и альб-сеноманский. В первом выделяется нижнехетский, суходудинско-малохетский и яковлевский нефтегазоносные резервуары, в альб-сеноманском – долганский резервуар.

Меловой НГМК экранируется туронским региональным флюидоупором.

Продуктивность альб-сеноманского НГК и неоком-аптский НГК доказана на месторождениях Т и V, где в коллекторах долганского резервуара открыты соответственно газовые и газонефтяные залежи.

По состоянию на 01.11.2013 г. на месторождении L открыто 4 залежи в нижнемеловых отложениях неоком-аптского комплекса яковлевской свиты. Залежи пластов Як-I, Як-II, Як-III являются газонефтяными, тип - массивные сводовые, залежь пласта Як-IV газовая, тип - массивная сводовая.

Яковлевский резервуар (плюс верхняя часть малохетского) по материалам бурения скважин на этих площадях, имеет сложное строение. Отложения этого продуктивного уровня связаны с песчаными телами руслового выполнения, составляющие часть дельтового комплекса, продвигающегося в западном направлении. Их соотношения в разрезе с угольными пластами свидетельствуют о том, что русла меандрировали в пределах заболоченной дельтовой равнины. Распространение системы песчаных тел представляет собой довольно сложную картину. По мере движения языка дельты в сторону моря происходит ее смещение и в латеральном направлении. Песчаные тела, отложившиеся в старых распределительных рукавах дельты, захороняются и уже в погребенных условиях образуется система разветвляющихся и соединяющихся линзообразных тел.

Коллекторские свойства пород высокие: открытая пористость песчаников варьирует от 16 до 22 %, средняя проницаемость от 6 до $20 \cdot 10^{-3}$ мкм². Флюидоупором служит регионально прослеживаемая углисто-глинистая пачка толщиной от 20 до 80 м.

2.2. Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении лицензионного участка принимают участие мезозойско-кайнозойские отложения, представленные юрской, меловой и четвертичной системами. В таблице в приложении 2 представлена усредненная литолого-стратиграфическая колонка по разведочным скважинам №7,8,9,10.

В данной работе подробно рассмотрены отложения яковлевской свиты, приуроченной к нижнему отделу меловой системы.

Яковлевская свита (K1 jak) залегает на малохетской согласно. По литологическим особенностям в разрезе свиты выделяется две толщи: нижняя - угленосная и верхняя - песчано-глинистая. Нижняя толща сложена переслаиванием темно-серых аргиллитов и зеленовато-серых и светло-серых слабо сцементированных песчаников с подчиненными прослоями алевролитов. Прослой углей распределены по разрезу неравномерно. Наибольшее их количество приурочено к нижней части толщи. Толщина прослоев от нескольких сантиметров до 1-2 м. Верхняя толща сложена неравномерным переслаиванием темно-серых аргиллитов и аргиллитоподобных глин со светло-серыми и серыми кварц-полевошпатовыми, слабо сцементированными, мелкозернистыми песчаниками и песками. Возраст свиты аптский-альбский.

2.3. Анализ геологоразведочных работ и исходных данных

2.3.1. Сведения о проведенных сейсморазведочных работах

По материалам сейсморазведочных работ МОГТ-3D на месторождении L в отложениях яковлевской и малохетской свит разломных нарушений не выделено.

Лодочное поднятие выявлено методом отраженных волн (МОВ) в 1970 году, подготовлено к глубокому бурению в 1973 году по результатам сейсморазведочных работ МОГТ, выполненных ПГО «Новосибирскгеология». Сейсморазведочные работы МОГТ-3D проведены в два сезона: 2014-2015 гг - 280 км²., 2015-2016 гг - 210 км²., общий объем работ составил 490 км². По данным интерпретации материалов проведенных работ уточнены структурные поверхности отражающих горизонтов.

Прогноз распространения перспективных отложений по данным сейсмики затруднен, вследствие низкого акустического контраста пород слагающих разрез.

На участке месторождения были прослежены 14 целевых отражающих горизонтов, отождествляемых с границами отложений мелового и юрского интервалов геологического разреза от кровли малышевской свиты до кровли дорожковской свиты. При выполнении работ использовалась индексация отражающих горизонтов, традиционно используемая в данном районе (таблица 0.).

Сейсмический разрез представлен на рисунке . Построены структурные карты 13 отражающих горизонтов. Прогноз распространения перспективных отложений по данным сеймики затруднен вследствие низкого акустического контраста пород, слагающих разрез.

Таблица 0.3.1.1.

Корреляция отражающих горизонтов

№ п/п	Индекс ОГ	Геологическая граница, стратиграфическая приуроченность
1	Ia0	Кровля дорожковской свиты
2	Ia	Кровля долганской свиты
3	ВЯк- VIII-X	Кровля пласта ВЯк-VIII
4	Iб1	Кровля нижнеяковлевской подсвиты
5	Iб2	Кровля пласта Як-II нижнеяковлевской подсвиты
6	Iб3	Кровля пласта Як-III нижнеяковлевской подсвиты
7	Iб	Кровля малохетской свиты
8	Iв	Кровля суходудинской свиты
9	Iг	Кровля пласта Сд-IX суходудинской свиты
10	Iд1	Кровля пласта Нх-I нижнехетской свиты
11	Iд2	Кровля пласта Нх-III-IV нижнехетской свиты
12	Па	Подошва яновстанской свиты
13	Пб0	Кровля сиговской свиты
14	Пб	Кровля малышевской свиты

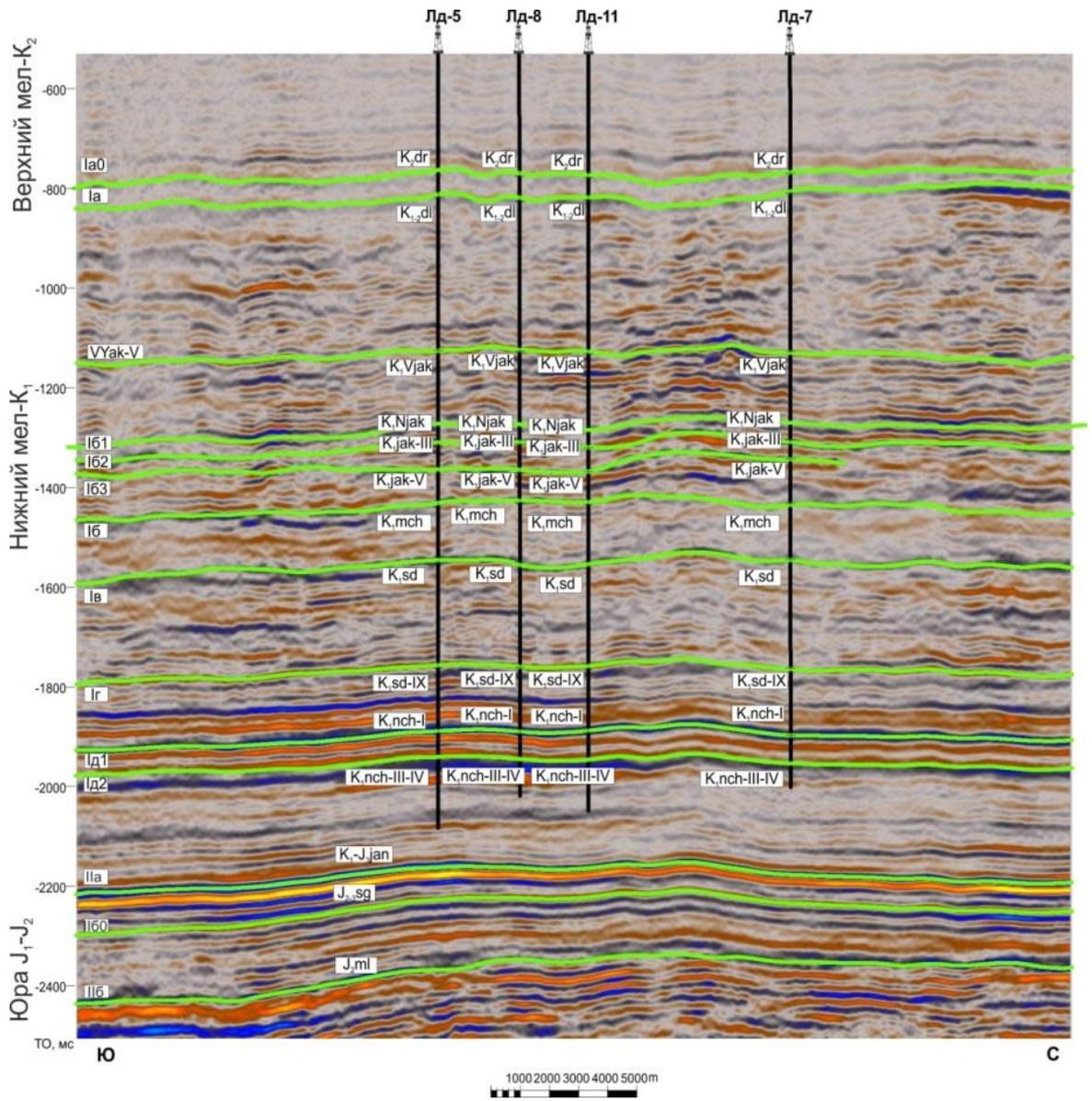


Рис. 2.3.1.1. Сейсмический разрез L месторождения

2.3.2. Изученность глубоким бурением

Разведочное бурение представлено 5 поисковыми и 10 разведочными скважинами. Сведения об изученности месторождения глубоким бурением приведены в таблице таблица 0.1.2.1.

Изученность месторождения L глубоким бурением

№ скв.	Категория скважины	Альtitуда, м	Фактическая глубина, м	Сроки строительства: начало окончание	Наличие испытаний яковлевской свиты	Расширенный комплекс ГИС	Отбор керна из интервала яковлевской свиты
1	поисковая	81,8	3067	06.11.1984	-	+	-
2	поисковая	77,7	3004	02.09.1985	Испытания на БТ Як-II, Як-IV	+	-
4	поисковая	92,4	3200	15.03.1986	-	+	+
5	поисковая	90,8	3206	17.06.1987	-	+	-
6	поисковая	65,3	3830	16.02.1987	-	+	+
7	разведочная	67,3	3840	30.05.2014	МДТ Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV.	+	-
8	разведочная	85,1	3125	22.06.2014	МДТ Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV.	+	+
9	разведочная	69,8	3901	25.03.2015	Испытания на БТ Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV МДТ Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV.	+	-
10	разведочная	79,3	3556	04.04.2017	МДТ Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV.	+	-
11	разведочная	68,68	3070	27.06.1991	Испытания на БТ Як-I, Як-III	+	-
14	разведочная	86,3	3792	01.08.2017	МДТ Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV.	+	+
15	разведочная	68,6	3813	26.09.2017	Испытания на БТ Як-III МДТ Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV.	+	-

№ скв.	Категория скважины	Альтитуда, м	Фактическая глубина, м	Сроки строительства: начало окончание	Наличие испытаний яковлевской свиты	Расширенный комплекс ГИС	Отбор керн из интервала яковлевской свиты
16	разведочная	86,5	3260	25.10.2017	МДТ Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV.	+	+
18	разведочная	91,3	3370	01.03.2018	-	+	+
19	разведочная	52,5	3546	25.04.2019	-	+	+

2.4. Гидрогеологические и геокриологические условия

В гидрогеологическом отношении месторождение L относится к Западно-Сибирскому артезианскому бассейну и расположено в его северо-восточной части.

Апт-альб-сеноманский водоносный комплекс включает водоносные горизонты отложений яковлевской и долганской свит. К нему приурочены воды хлоридно-кальциевого типа. Минерализация вод 13,7-17,1 г/л, содержание йода 0,8-27 мг/л. Пластовое давление для яковлевского водоносного горизонта составляет 16,88-17,93 МПа. Пластовая температура колеблется в пределах 20-22 °С. Апт-альб-сеноманский водоносный горизонт также характеризуется очень высокими дебитами воды до 125,1 м³/сут (скв. Лд-3). Водопроницаемая часть комплекса представлена песчаными пластами яковлевской свиты и мощной песчаной толщей долганской свиты. Региональным водоупором являются глинистые отложения дорожковской свиты. Отобрано 10 глубинных проб. Среднее газосодержание вод составляет по лабораторным данным 2,6 м³/м³, вязкость воды в пластовых условиях 0,77 мПа*с.

В продуктивных водоносных комплексах содержится широкий спектр микрокомпонентов: рубидия (от 0,08-1,18 мг/л), цезия (0,18 мг/л), стронция (7,65-18,2 мг/л), бора (2,0-20,0 мг/л), брома (1,0-199,8 мг/л) и йода (1,0-63,5 мг/л). Тяжелые металлы, так же как и группа галогенных и галофильных микрокомпонентов (Br, I, B, Sr, Rb и Cs), не несут непосредственной информации о наличии в недрах залежей нефти и газа, но могут характеризовать общие

гидрогеологические условия, которые в случае высоких концентраций этих элементов являются благоприятными, как для процессов нефтегазообразования, так и для сохранения залежей.

Исследования соленой воды на агрессивность по отношению к цементу и металлу не проводились, по аналогии с соседними месторождениями воды предположительно не коррозионно активные.

Отличительной особенностью рассматриваемого участка, в целом, является широкое развитие многолетнемерзлых пород значительной толщины, высоким содержанием льда и низкой температурой (до минус 5 °С). Изучаемая территория относится к северной зоне мерзлых толщ, где мерзлота распространена сплошь по площади и по глубине. В пределах этой зоны сквозные талики имеются только под руслами крупных рек (р. Енисей), несквозные талики имеются под озерами, под руслами малых рек и в тальвегах ручьев.

Наличие толщи многолетнемерзлых пород определенным образом влияет на гидрогеологические условия района: на температурный режим водоносных горизонтов, залегающих ниже этой толщи, на гидродинамические условия, на химический состав вод и т. д. Кроме того, толща многолетнемерзлых пород является первым от поверхности региональным флюидоупором. Толщина многолетнемерзлых пород на Лодочном лицензионном участке составляет 500 – 550 м.

Объем отобранных проб и проведенных исследований позволяет уточнить минерализацию пластовой воды для каждого из пластов.

2.5. Свойства пластовых флюидов

По результатам отбора проб получены физические характеристики пластовых флюидов. Параметры пласта Як-II приняты по аналогии с Як-I, в связи с отсутствием представительных проб (таблица 0.).

Свойства пластовых флюидов

	Ед. изм.	Як-I	Як-II	Як-III	Як-IV
Начальное пластовое давление	атм	163.2	168.1	174.2	183.2
Начальная пластовая температура	°С	32	33	34	36
Сжимаемость					
порода	1/атм	7.95×10^{-5}			
нефть	1/атм	6.28×10^{-5}			-
вода	1/атм	3.79×10^{-5}			
Плотность, с.у.					
нефть	кг/м ³	904	904	886	-
вода	кг/м ³	1010	1008	1010	1010
газ	кг/м ³	0.691	0.691	0.684	0.684
Объемный коэффициент					
нефть	д.ед.	1.106	1.115	1.116	-
вода	д.ед.	0.99	0.99	0.99	0.99
газ	д.ед.	0.005	0.005	0.005	0.005
Вязкость, п.у.					
нефть	сПз	4.9	4.9	4.9	-
вода	сПз	0.74	0.74	0.74	0.74
газ	сПз	0.0172	0.0172	0.0172	0.0172
Минерализация пластовой воды	г/л	14.1	14.1	14.1	15.75
Газосодержание	м ³ /м ³	54	61	62	-

3. ФИЗИКО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

3.1. Отбор керна

Керн, отобранный из скважин, был подвергнут комплексному исследованию, которое, помимо стандартных видов (емкостные, фильтрационные свойства, гранулометрический состав), включало изучение капиллярных, электрических, структурно-механических свойств, эксперименты по вытеснению нефти, определение фазовых проницаемостей. Также с целью документирования колонки керна, определения насыщения керна УВ и типа этого насыщения, выполнено фотографирование керна в дневном и ультрафиолетовом свете. Выполнено описание пород по шлифам.

Комплекс лабораторных исследований керна включал в себя следующие виды анализов:

- определение фильтрационно-емкостных и физических свойств пород, остаточной водо- и нефтенасыщенности, коэффициентов вытеснения;
- определение гранулометрического и минералогического состава;
- определение состава глинистых минералов рентгеноструктурным методом;
- изучение структуры порового пространства пород в прокрашенных петрографических шлифах с использованием специализированного ПО;
- определение петрофизических параметров, включая такие как, смачиваемость пород-коллекторов, интервальное время (ΔT), электрические свойства;
- определение открытой пористости по методу Преображенского в соответствии с ГОСТ 26450.0-85 и ГОСТ 26450.7-85;

- изучение капиллярных свойств методами центрифугирования, и полупроницаемой мембраны;
- определение относительных фазовых проницаемостей для систем вода-нефть и нефть-газ при их совместной фильтрации;
- определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения нефти водой, нефти газом;
- определение коэффициента пористости в пластовых условиях.

Методики обработки керн и проведения анализов соответствуют принятым отраслевым стандартам и ГОСТам.

Фильтрационные свойства породы характеризуются значениями газопроницаемости, которая определяется по ГОСТ 26450.2-85 «Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации». Исследования проводились с помощью установки ГК-5 на образцах кубической формы при стационарной фильтрации потока воздуха. На цилиндрических образцах газопроницаемость измерялась на анализаторе АР-608 (Руководство по эксплуатации на средство измерений, зарегистрированное в Госреестре РФ под № 29961-05) при атмосферном и эффективном давлениях.

Определение коэффициента открытой пористости в пластовых условиях проводили на установке ПИК-ОФП-ЭП. Комплекс предназначен для исследования фильтрационно-емкостных и электрических свойств образцов керн в пластовых условиях, все основные элементы установки помещены в термостабилизированный шкаф для поддержания постоянной температуры основных элементов установки.

Остаточная нефтенасыщенность определялась путем экстрагирования в аппаратах Закса и Сокслета. Процесс экстракции проводили в соответствии с описанным в Методических указаниях П4-04 СЦ-014 М-003 ЮЛ-008 «Образцы горных пород. Методика определения водонасыщенности и нефтенасыщенности».

Остаточная водонасыщенность на керне скважин Лд-7 и Лд-8 определялась методом полупроницаемой мембраны на 7-ми ступенях давления по СТО 44235454-003-206 ГСИ. «Породы горные. Методика измерений коэффициента

водонасыщенности порового пространства с применением гравиметрической установки капиллярного давления GCS-765». На скважинах старого фонда определение проводилось методом центрифугирования.

Карбонатность определялась расчетным путем по объему выделившегося углекислого газа в аппарате АК-4 при обработке образца соляной кислотой, проводили в соответствии с СТО 44235454-006-2006 «Породы горные. Определение общей карбонатности объёмным методом».

Определение скорости распространения продольных и поперечных упругих волн проводили в соответствии с СТО 44235454-004-2011 ГСИ. «Породы горные. Методика измерений скорости распространения продольных и поперечных упругих волн с применением анализатора скорости распространения ультразвуковых колебаний в керне AUTOLAB-500».

Смачиваемость пород насыщающими их флюидами является одной из основных характеристик пористых сред, влияющих на распределение флюидов в поровом пространстве. Изучение смачивающих свойств пород проводилось методом адсорбции. С помощью этого метода оценивается коэффициент гидрофобности образцов пород.

Гранулометрический состав песчано-алевритовых пород определялся ситовым анализом по методу Сабанина, а также методом светового сканирования с помощью лазерного анализатора размера частиц Microtrac S3500. Перед анализом литифицированных пород с целью обеспечения поступления в анализатор отдельных частиц (зёрен) породы проводится их пробоподготовка, состоящая из следующих этапов:

- предварительная дезинтеграция отобранных образцов на щековой дробилке FRITSCH «Pulverisette 1»;
- просушивание образца в течение 4 ч;
- взвешивание на электронных весах Mettler Toledo с точностью до 0,001 г;
- определение количества растворимой части путем воздействия 5-ти процентной соляной кислоты в течение 12 ч;

- промывание дистиллированной воде;
- высушивание в течение 4 ч в сушильном шкафу LINDBERG/BLUE при температуре 105 °С;
- повторное взвешивание на весах Mettler Toledo;
- окончательная дезинтеграция влажных образцов в фарфоровой ступке пестиком с резиновым наконечником;
- внесение в подготовленный образец ПАВ «Тритон-X100» для предотвращения коагуляции глинистых частиц.

Рентгенофазовый анализ (РФА) образцов горных пород проводился на рентгеновском дифрактометре RIGAKU ULTIMA IV с реализацией съемки рентгенограмм в геометрии Брега-Брентано. Количественный анализ пелитовой фракции проводится с целью определения и подсчета основных глинистых минеральных фаз для пелитовой фракции осадочных горных пород (средний размер анализируемой фракции 5 мкм).

Процедура проведения РФА состоит из следующих этапов:

- подготовка образцов для съемки дифрактограмм;
- съёмка и запись дифрактограмм;
- качественная и количественная интерпретация дифрактограмм.

Спектральный гамма-каротаж полноразмерного керна проводится на установке EGL-255-A (Coretest Systems, Inc.) после выполнения ревизионно-восстановительных работ, предваряя продольную распиловку керна (снятию показаний предшествует калибровка прибора). Фиксируются отдельно: а) естественный радиоактивный фон по калию, б) торию и в) урану, г) общий фон.

Объемная и минералогическая плотности определяются расчетным путем после взвешивания образца в жидкости и в воздухе, согласно требованиям ГОСТ 26450.1-85, также согласно МУ П4-04 СЦ-014 М-005 ЮЛ-008 «Образцы горных пород. Методика определения объемной и минералогической плотности», аттестована УНИИМ, св. №224.13.17.118/2008.

Определение электрических характеристик проводили на анализаторе удельного электрического сопротивления AERS-702, внесенного в Государственный реестр средств измерений, регистрационный №30008-05.

Определение коэффициентов вытеснения нефти водой проводится по СТО 44235454-002-206 ГСИ. «Породы горные. Методика измерений коэффициента остаточной нефтенасыщенности с применением автоматизированных установок CFS-830, FDES-650». В лабораторных условиях объектом испытания является составной образец породы в виде цилиндров диаметром 30 мм и длиной 30-40 мм, приготовленный из керна изучаемого пласта и ориентированный параллельно напластованию. Для определения коэффициента вытеснения применяется составной образец породы общей длиной не менее 150 мм. Определение фазовых проницаемостей для нефти и воды проводится по СТО 44235454-005-2006 «Породы горные. Метод определения коэффициентов фазовых проницаемостей и коэффициентов насыщенности при совместном течении нефти и воды с применением автоматизированной рентгеновской установки».

Определение коэффициентов вытеснения нефти газом проводится по СТО 44235454-010-2011 ГСИ «Породы горные. Методика измерений коэффициента остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти с применением автоматизированной рентгеновской установки PPXS-841». При определении коэффициента остаточной нефтенасыщенности после вытеснения нефти газом используют модели нефти, воды и газа.

Определение фазовых проницаемостей для нефти и газа проводится по СТО 44235454-010-206 ГСИ «Породы горные. Методика измерений коэффициента остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти с применением автоматизированной рентгеновской установки PPXS-841». При определении относительных фазовых проницаемостей нефти и газа используют модели пластовой нефти, воды и газа.

При использовании данных керна для построения петрофизической модели, устанавливалось истинное положение образцов керна в разрезе, путем увязки по глубинам относительно кривых ГИС, с учетом литологического описания и

результатов лабораторных исследований, прежде всего пористости и проницаемости. В скважинах были проведены работы по измерению естественной гамма-активности на керне, для привязки к кривой ГК.

3.2. Петрофизические свойства пород

Продуктивный пласт-коллектор Як-I освещен достаточно большим количеством исследований: пористости на 187 образцах, проницаемости на 177 образцах, остаточной водонасыщенности на 121 образцах.

Продуктивный пласт-коллектор Як-II освещен очень малым количеством исследований: пористости на 1 образце, проницаемости на 0 образцах, остаточной водонасыщенности на 2 образцах.

Значения ФЕС, в интервале продуктивных пластов Як-I, характеризуется довольно большим разбросом. Пористость изменяется от 16,2 до 30,3%, при среднем значении для коллектора 24,2 %. Проницаемость изменяется в диапазоне от 0,6 до 1901,5 мД. Среднегеометрическая проницаемость для продуктивного пласта-коллектора составляет 50 мД. Коэффициент остаточной водонасыщенности в интервале продуктивного пласта-коллектора принимает значения от 8,5 до 80,5%, при среднем значении 33%.

Распределение минералогической плотности имеет одномодальный характер, из чего следует сделать вывод, что пласт Як-I представлен однотипными по минералогическому составу породами. Диапазон изменения плотности составляет от 2,53 до 2,68 г/см³, что характерно для песчаника, алевропесчаника и алевролита, которыми в основном сложены изучаемые отложения. Среднее значение минералогической плотности по пласту-коллектору 2,62 г/см³.

Более подробные статистические характеристики ФЕС продуктивного пласта представлены в таблице 3.2.1.

Основные петрофизические свойства пласта-коллектора Як- I

Параметр	Средн ее	Медиа на	Мод а	Стандарт ное отклонен ие	Миним ум	Максим ум	Кол-во определен ий
Пористость, %	24,1	24,6	30	0,03	16,2	30,6	187
Проницаемость , мД	50	60,5	68,1	374	0,6	1901,5	177
Объёмная плотность, г/г/см ³	2,23	2,22	2,22	0,05	2,13	2,36	198
Минералогичес кая плотность, г/см.куб	2,62	2,62	2,64	0,02	2,53	2,68	198
Остаточная водонасыщенно сть, %	10	30,9	27	13,1	8,5	80,5	121

Продуктивный пласт-коллектор Як-III освещен достаточно большим количеством исследований: пористости на 187 образцах, проницаемости на 177 образцах, остаточной водонасыщенности на 121 образце.

Значения ФЕС, в интервале продуктивных пластов Як-III, характеризуется довольно большим разбросом. Пористость изменяется от 10,9 до 30,9%, при среднем значении для коллектора 23,2 %. Проницаемость изменяется в диапазоне от 0,1 до 481,2 мД. Среднегеометрическая проницаемость для продуктивного пласта-коллектора составляет 44,1 мД. Коэффициент остаточной водонасыщенности в интервале продуктивного пласта-коллектора принимает значения от 13,4 до 66,2%, при среднем значении 31,6%.

Распределение минералогической плотности имеет одномодальный характер, из чего следует сделать вывод, что пласт Як-III представлен однотипными по минералогическому составу породами. Диапазон изменения плотности составляет от 2,51 до 2,67 г/см³, что характерно для песчаника, алевропесчаника и алевролита, которыми в основном сложены изучаемые отложения. Среднее значение минералогической плотности по пласту-коллектору – 2,61 г/см³.

Более подробные статистические характеристики ФЕС продуктивного пласта представлены в таблице

Таблица 3.2.2.

Основные петрофизические свойства пласта-коллектора Як-III

Параметр	Средне е	Медиан а	Мод а	Стандартно е отклонение	Мин .	Макс .	Кол-во опреде лений
Пористость, %	23,3	24,5	26,1	0,04	10,9	30,9	172
Проницаемость, мД	44,2	79,7	174,3	115,2	0,1	481,2	152
Объёмная плотность, г/г/см ³	2,22	2,2	2,2	0,08	2,09	2,47	154
Минералогическая плотность, г/ г/см ³	2,61	2,62	2,63	0,03	2,51	2,67	131
Остаточная водонасыщенность , %	31,6	29,4	25,1	10,9	13,4	66,2	80

3.3. Характеристики вытеснения нефти водой

Достоверность оценки коэффициента вытеснения зависит, прежде всего, от точности определения коэффициентов начальной и конечной нефтенасыщенности. Как известно, коэффициент вытеснения ($K_{выт}$) определяется по формуле:

$$K_{выт} = (K_{нн} - K_{но}) / K_{нн},$$

где: $K_{нн}$ - коэффициент начальной нефтенасыщенности, $K_{но}$ - коэффициент остаточной нефтенасыщенности.

Общепринятой является методика определения остаточной нефтенасыщенности по результатам лабораторных экспериментов на керне в термобарических условиях, а начальная нефтенасыщенность – по данным промысловой геофизики или по керну, отобранному с применением растворов на нефтяной основе (РНО).

Поскольку кондиционных исследований ОФП по Месторождению I недостаточно, для обоснования вида ОФП привлечены эксперименты по Месторождению V.

На первом этапе все кривые ОФП отнормированы как по насыщенности, так и по проницаемости и осреднены методом LET (Рис. 3.3.1. – в системе нефть-вода, Рис. 3.3.2. – в системе нефть-газ).

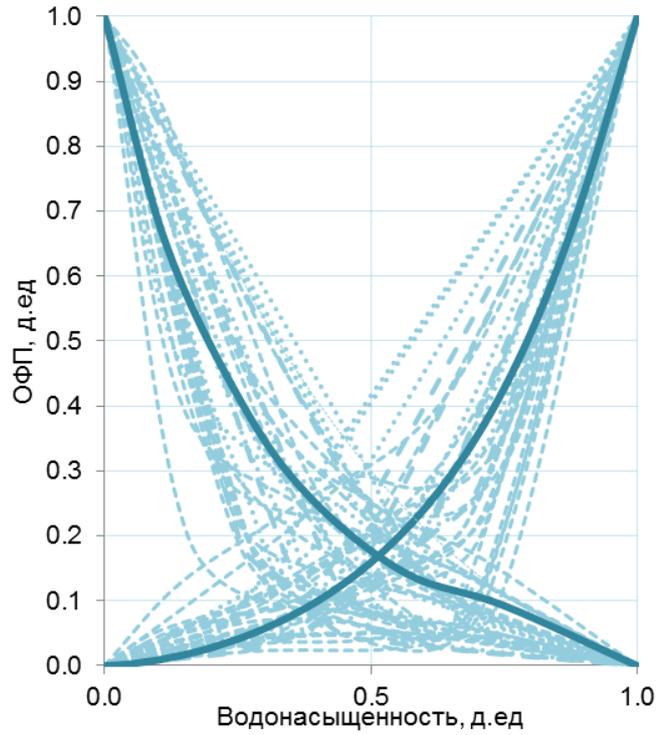


Рис. 3.3.1. ОФП в системе нефть-вода. Пласты яковлевской свиты

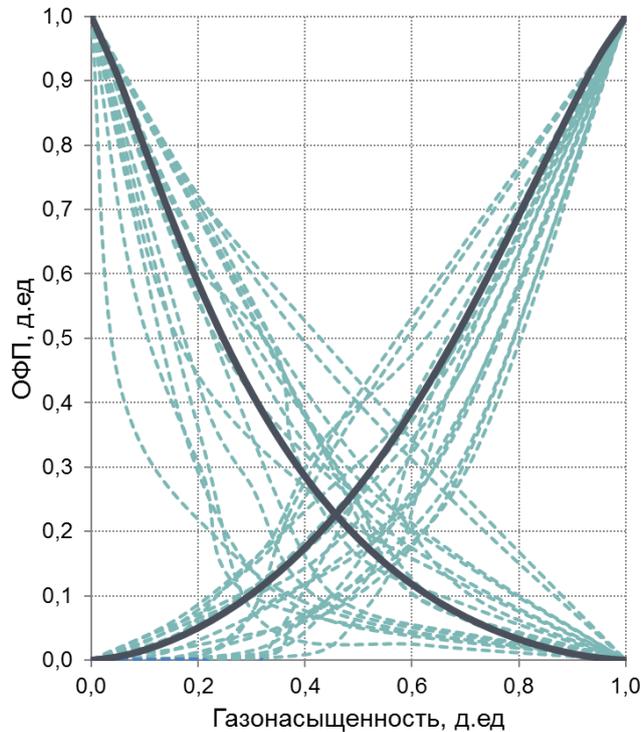


Рис. 3.3.2. ОФП в системе нефть-газ. Пласты яковлевской свиты

Вторым этапом является обоснование конечных точек насыщенности и относительной проницаемости. Известно, что фазовые проницаемости зависят от фильтрационно-емкостных свойств породы. Для учета этой зависимости при фильтрационном моделировании принято использовать механизм масштабирования конечных точек (end-points scaling), который позволяет производить растяжение/сжатие обобщённых кривых ОФП в отдельности для каждой ячейки модели. Масштабирование конечных точек делится на вертикальное (по относительной проницаемости) и горизонтальное (по насыщенности), на рисунке 3.3.3 приведено схематичное изображение кривых ОФП и конечных точек.

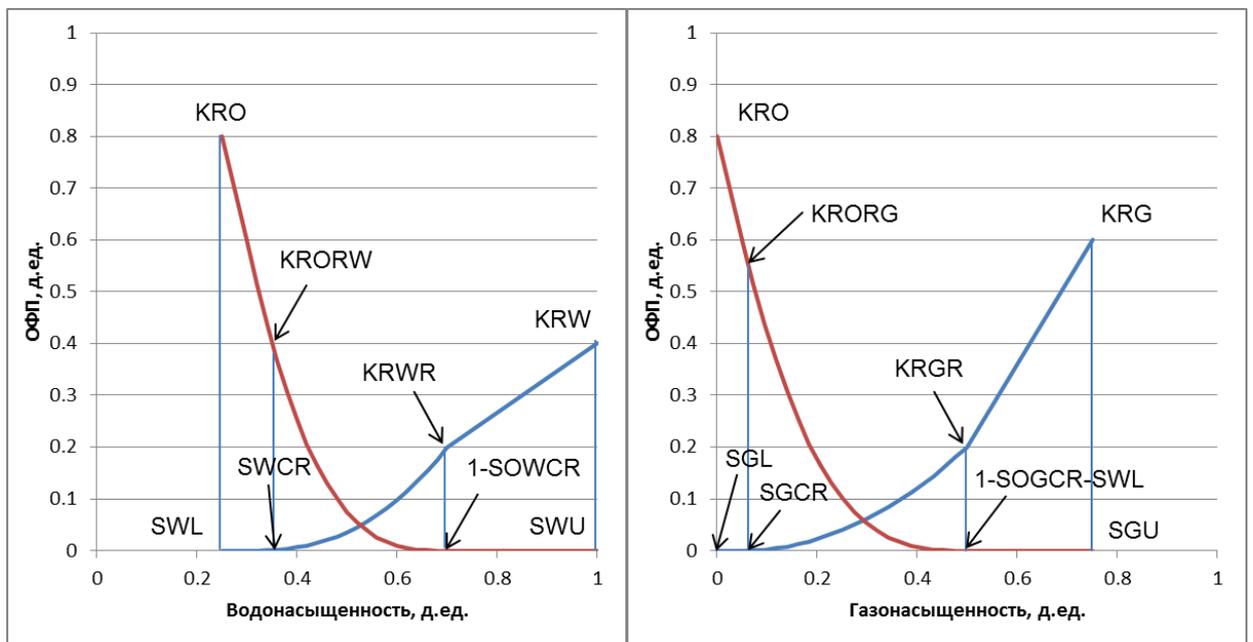


Рис. 3.3.3. Схематичное изображение кривых ОФП и конечных точек

Остаточная водонасыщенность (SWL). На основании керновых исследований по основным пластам получены зависимости коэффициентов остаточной водонасыщенности от проницаемости (Рис.3.3.4.)

Критическая водонасыщенность (SWCR). Критической водонасыщенностью называется максимальная водонасыщенность, при которой вода неподвижна. На рисунке **Ошибка! Источник ссылки не найден.** нанесены экспериментальные данные по результатам исследований керна, получены зависимости критической водонасыщенности от проницаемости.

Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении водой (SOWCR)

Исследования образцов месторождения L обобщены с исследованиями образцов месторождения V, однако выявить зависимость от ФЕС не удалось. Для расчетов было принято следующие значение: SOWCR=0.277.

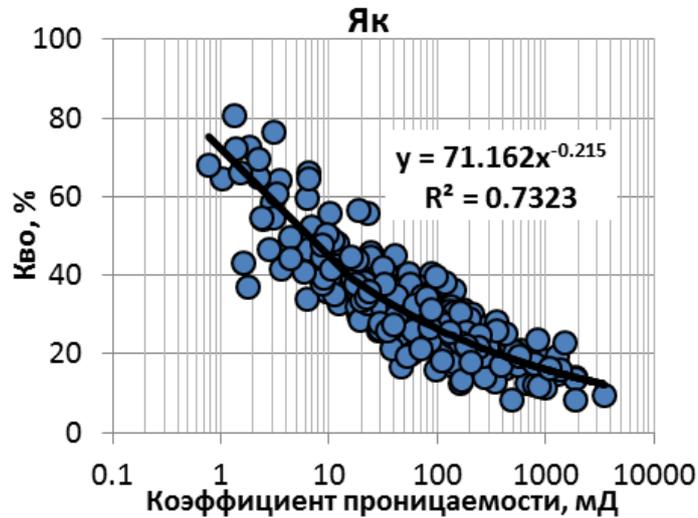


Рис. 3.3.4. Зависимость остаточной водонасыщенности от проницаемости

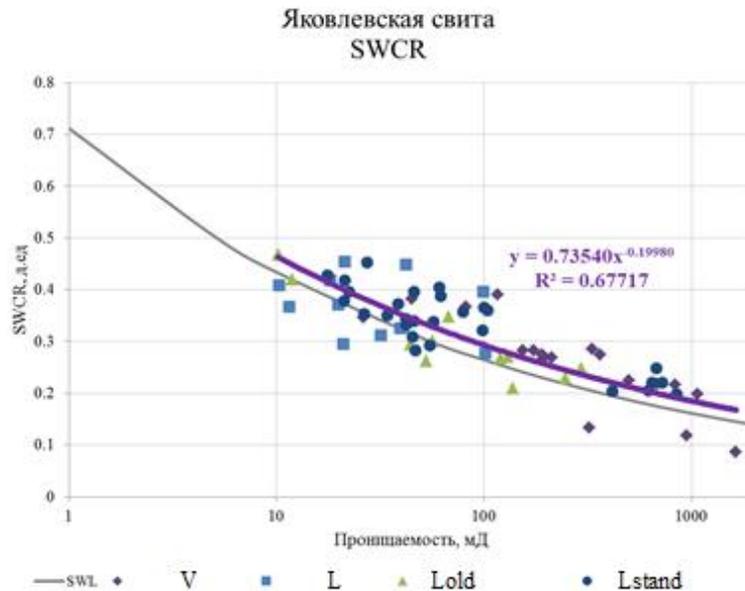


Рис. 3.3.5. Зависимость критической водонасыщенности от проницаемости.

Остаточная нефтенасыщенность при вытеснении газом (SOGCR).

Выявить зависимость остаточной нефтенасыщенности от ФЕС не удалось. Для расчетов были приняты следующие средние значения: SOGCR=0.35.

Выявить зависимость ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности от ФЕС не удалось, опираясь на опыт моделирования месторождения-аналога для расчетов было принято значение: $KRWR=0.2$.

ОФП нефти при остаточной водонасыщенности (KRO). По ОФП остаточная водонасыщенность совпадает с критической, поэтому для расчетов приняты значения $KRORW$, скорректированные по результатам адаптации: $KRO=0.7$.

ОФП нефти при критической водонасыщенности (KRORW). Выявить зависимость ОФП нефти при критической водонасыщенности от ФЕС не удалось, опираясь на средние значения по экспериментам для расчетов были принято следующие значение: $KRORW=0.7$.

ОФП нефти при критической газонасыщенности (KRORG). Выявить зависимость ОФП нефти при критической газонасыщенности от ФЕС не удалось, опираясь на средние значения по экспериментам для расчетов были принято следующее значение: $KRORG=0.7$.

Обобщение и анализ всего объема экспериментов на керне позволил уточнить вид кривых ОФП и значения конечных точек для использования в дальнейших прогнозных расчетах на ГДМ. В таблице 3.3.1 приведено сопоставление коэффициентов начальной и остаточной нефтенасыщенности, а также значения конечных точек ОФП.

Таблица 3.3.1.

Коэффициенты начальной и остаточной нефтенасыщенности, конечных точек ОФП.

	Значение	Комментарий
SWL	0.300	Зависимость по керну $0.71162 * Perm^{0.215}$
SWCR	0.330	Зависимость по керну $0.7354 * Perm^{-0.1998}$
SOWCR	0.277	Среднее по керну
SGCR	0.050	По аналогам
SOGCR	0.357	Среднее по керну
KRW	0.400	Зависимость по керну
KRWR	0.200	По аналогам
KRO	0.700	По аналогам

	Значение	Комментарий
KRORW	0.700	По керну
KRORG	0.700	По аналогам
KRG	0.780	Среднее по керну
KRGR	0.080	Максимальное по керну

3.4. Фильтрационно-емкостные свойства по данным ГИС

Таким образом, получена петрофизическая модель (таблица 3.3.4.1.)

Таблица 3.3.4.1.

Интерпретационная модель для коллекторов месторождения L

Параметр	Значение
Пластовая температура	ЯК-I- 30 ЯК-III- 31.7 ЯК-II -30.8 ЯК-IV -33.5
Минерализация пл. вод	ЯК-I- 16.2 ЯК-II - 16.3 ЯК-III - 16.5 ЯК-IV -16.7
УЭС пл. вод**	0.29 Омм
Кп_min	18%
Кп_max	30%
Кп	$dT = 537.82 \cdot K_p + 185.5$
Кпр (Кп)	$K_{pr} = 9.29 \cdot 10^{-6} \cdot \exp(63.42 \cdot K_p)$
Граничные УЭС	Продукт > $(18.47 \cdot \exp^{-0.058 \cdot K_p})$ > П+ Вода > $(23.165 \cdot \exp^{-0.054 \cdot K_p})$ > вода
Кнг	$K_B = \sqrt[1.644]{\frac{1,21 \cdot 1,01 \cdot Rv}{УЭС \cdot K_p^{1.34}}}$

**зависимости с аналогичного пласта V месторождения

3.5. Выделение коллекторов

Выделение коллекторов и оценка их эффективных толщин осуществлялись по комплексу прямых качественных признаков, обусловленных проникновением фильтрата глинистого раствора в пласты-коллекторы и формированием или расформированием во времени возникающей при этом зоны проникновения. Эти признаки устанавливаются по данным:

- кавернометрии - уменьшение диаметра скважины на кривых кавернометрии за счет образования глинистой корки на границе скважина-пласт;
- микрозондирования - превышение показаний микропотенциал-зонда над показаниями микроградиент-зонда при их небольших значениях;
- ПС - отрицательные аномалии;
- многозондовый каротаж сопротивления - наличие радиального градиента сопротивлений.

Определение граничного значения коэффициента пористости, проницаемости и водонасыщенности

Для нахождения граничного значения коэффициента пористости использовались статистическим способом.

Определение Кпгр по статистическому способу производилось на основе данных интерпретации ГИС скважин месторождения L, характеризующихся наличием критериев для выделения коллекторов по прямым качественным признакам.

Построение кумулятивных кривых распределения пористости коллекторов и неколлекторов пласта производилось по данным интерпретации ГИС. Граничные значения коэффициентов пористости по статическому способу – 18,5 % (рис. 3.3.1.).

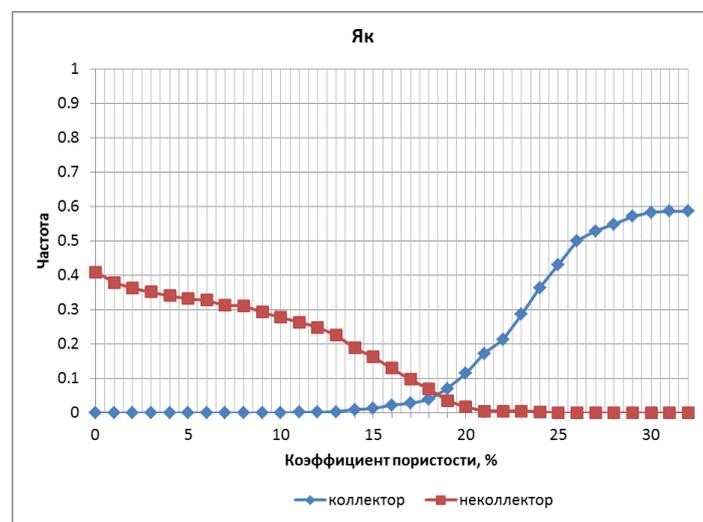


Рис. 3.5.1. Кумулятивные кривые распределения пористости коллекторов и

неколлекторов яковлевских пластов

3.6. Выделение коллекторов

Определение характера насыщения, контактов газ-нефть (ГНК), нефть-вода (ВНК) проводится по данным прямой информации о нефтегазонасыщенности разреза, получаемой при испытании, опробовании пластов, а также по данным результатов измерений пластового давления и поинтервального испытания пластов в открытом стволе приборами MDT и ХРТ.

По данным ГИС характер насыщения коллекторов месторождения L устанавливается по качественным и количественным критериям.

К качественным признакам относится резкое уменьшение кажущихся сопротивлений, зарегистрированных зондами БКЗ, ВИКИЗ, многозондового БК (RLA) и увеличение проводимости по ИК при переходе от нефтенасыщенной части пласта к водонасыщенной.

Количественным критерием является граничное значение удельного электрического сопротивления ($УЭС_{гр}$), определенного по БКЗ, ВИКИЗ или многозондовому ИК. Для определения $УЭС_{гр}$ используются показания ВИКИЗ или многозондового ИК.

Граничные значения сопротивлений ($УЭС_{гр}$) для пластов, яковлевской свиты определялись по результатам сопоставлений пластовых сопротивлений с данными испытаний и опробований (рис.3.6.1). Для проведения сопоставлений были собраны данные по испытаниям, опробованиям и пластовым сопротивлениям.

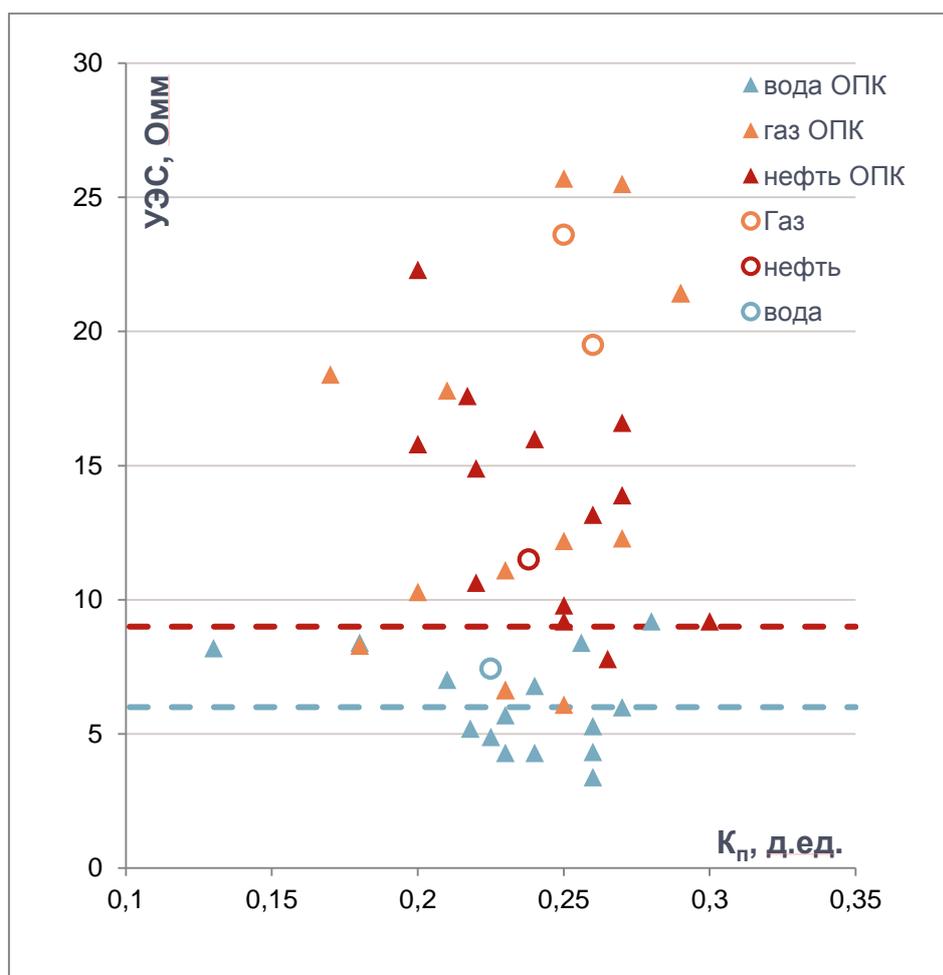


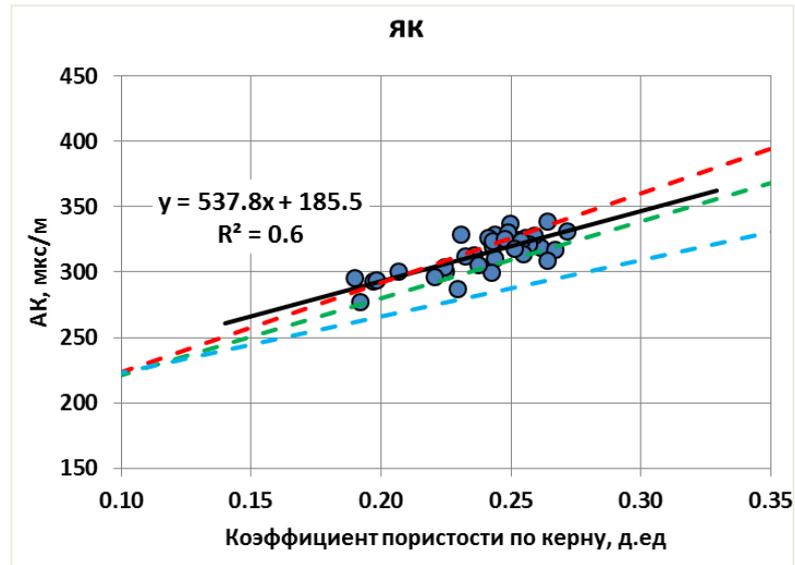
Рис.3.6.1. Определение граничного значения УЭС

3.7. Определение коэффициента пористости

Коэффициент пористости пород определялся в результате лабораторных исследований керна и по данным геофизических исследований скважин. При определении коэффициента пористости пород по данным ГИС используются метод акустического каротажа (АК).

Для определения коэффициента пористости по данным акустического каротажа были построены связи типа «керна-ГИС» (**Ошибка! Источник ссылки не найден..3.7.1.**).

Полученные связи сопоставлялись с уравнениями аналогичных пластов V и T месторождений.



Ошибка! Источник ссылки не найден..3.7.1.Связь интервального времени Δt и пористости

Далее по формуле Фоменко, исходя из полученных данных, рассчитывалась пористость по формуле:

$$K_{\Pi} = \sqrt{\frac{(\Delta T - 185,5) \sqrt{\alpha_{\text{пс}} - 0,05}}{0,175}} / 100$$

О качестве полученной зависимости можно судить по относительно невысокому расхождению данных полученных по ГИС и керновым исследованиям. (Рис.3.7.2.). Расхождение не превышает 5%.

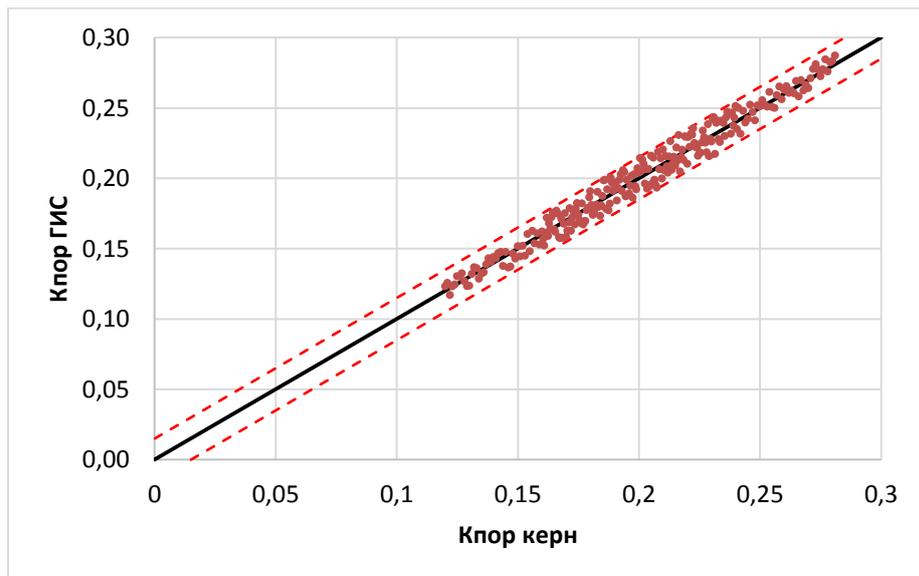


Рис.3.7.2. Кросс плот коэффициента пористости полученного по ГИС и коэффициента пористости по керну

3.8. Определение коэффициента нефтегазонасыщенности

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности ($K_{нг}$) продуктивных пластов L месторождения производится на основе стандартной методики с использованием уравнения Дахнова-Арчи.

Параметр насыщения (R_H) связан с коэффициентом водонасыщенности K_B эмпирическим соотношением:

$$R_H = \frac{\rho_{нп}}{\rho_{вп}} = \frac{a}{K_B^n}$$

где a и n – эмпирические величины, зависящие от типа покрытия поверхности пор пластовыми флюидами; $\rho_{нп}$ – УЭС нефтенасыщенного пласта, Омм; $\rho_{вп}$ – УЭС водонасыщенного пласта, Омм.

Зависимость параметра пористости породы (R_P) от коэффициента пористости K_P следующая:

$$R_P = \frac{\rho_{вп}}{\rho_B} = \frac{b}{K_P^m}$$

где b и m – эмпирические величины, характеризующие структуру пор в зависимости от уплотнения пород; ρ_B – УЭС пластовой воды, заполняющей поровое пространство, Омм;

Объединяя уравнения, получается уравнение Дахнова-Арчи для определения K_B :

$$K_B = \sqrt[n]{\frac{a \cdot b \cdot \rho_B}{K_P^m \cdot \rho_{нп}}}$$

Коэффициент нефтегазонасыщенности $K_{нг}$ определяется из уравнения:

$$K_{нг} = 1 - K_B.$$

С целью определения значений эмпирических величин a , b , m , n для продуктивных пластов L месторождения, построены традиционные петрофизические связи типа «кern-кern» относительного сопротивления и пористости R_P - K_P , а также параметра насыщенности и коэффициента водонасыщенности R_H - K_B . Полученные связи представлены на рис.3.8.1.

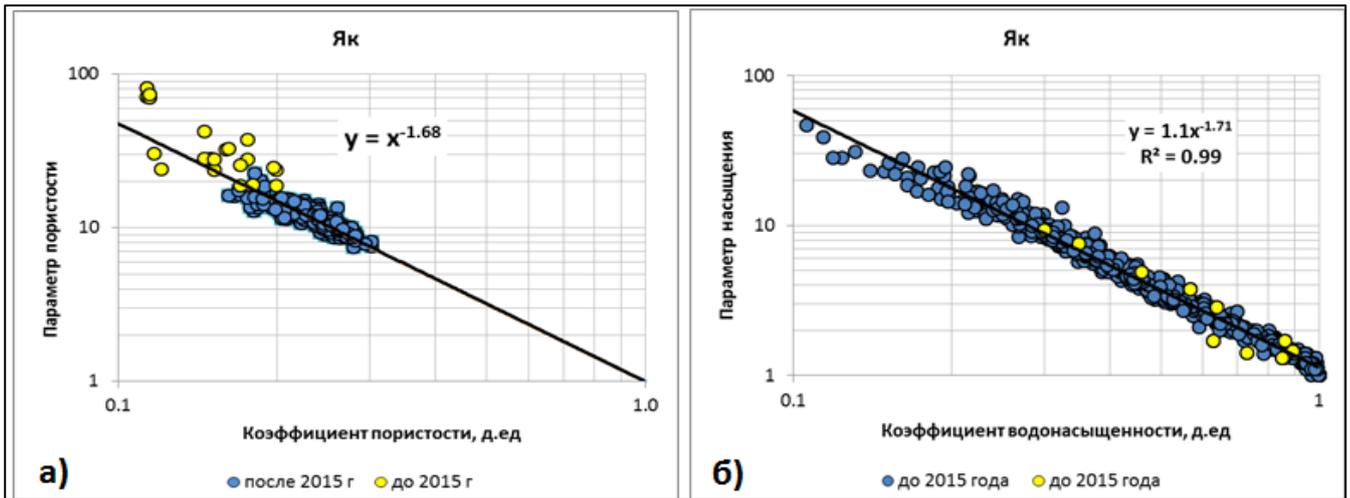


Рис. 3.8.1. Зависимости а) коэффициента пористости от параметра пористости; б) коэффициента водонасыщенности от параметра насыщения; для пластов яковлевской свиты

Исходя из полученных величин a , b , m , n для продуктивных пластов L месторождения, получены формулы для расчета $K_{нг}$ (Таблица).

Таблица 3.8.1.

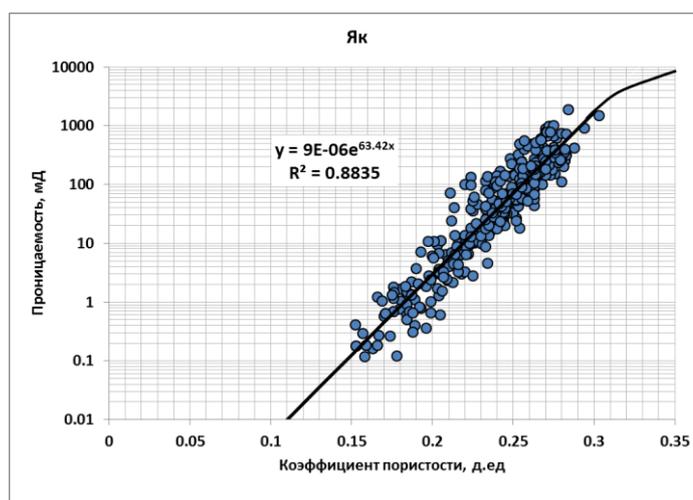
Формулы для расчета $K_{нг}$ по уравнению Дахнова-Арчи

Пласт	Формула для расчета $K_{нг}$
Як	$K_{нг} = 1 - \sqrt[1,71]{\frac{1 \cdot 1,1 \cdot 0,29}{K_{п}^{1,68} \cdot \rho_{нп}}}$

Данных для определения остаточной нефтегазонасыщенности газовых шапок на месторождении L не имеется. Данный параметр принят по аналогии с месторождением V 6.4% соответственно для яковлевской свиты.

3.9. Определение коэффициента проницаемости

Для определения коэффициента проницаемости коллекторов L месторождения были построены связи типа «керна-керна» между проницаемостью и пористостью пород. Для построения из зависимостей были исключены образцы из неколектора (выделенного по ГИС). Для яковлевских пластов была построена единая зависимость (**Ошибка! Источник ссылки не найден.**).



Ошибка! Источник ссылки не найден. Зависимость коэффициента пористости от коэффициента проницаемости для яковлевских пластов

О качестве полученной зависимости можно судить по относительно невысокому расхождению данных полученных по ГИС и ядерных исследованиях. (Рис. 3.9.2.)

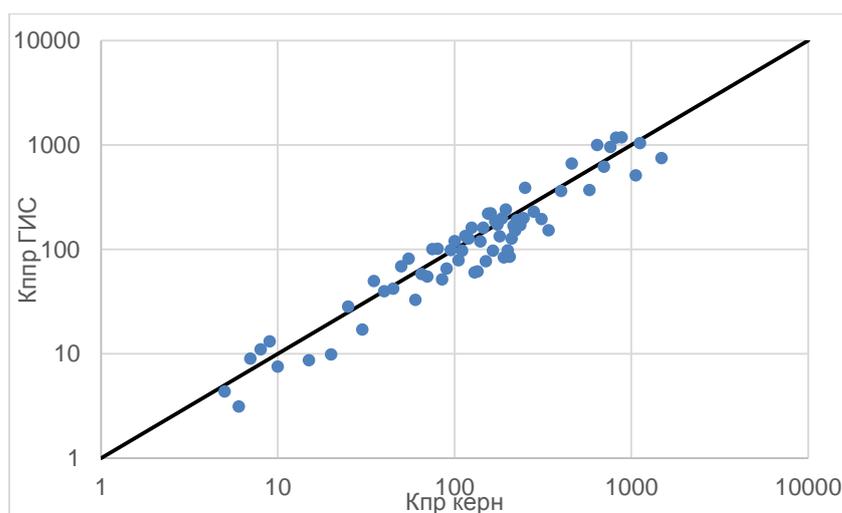


Рис.3.9.2. Кросс-плот коэффициента проницаемости полученного по ГИС и коэффициента проницаемости по керну

4. МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1. Создание геологической модели

4.1.1. Исходные данные

В качестве исходной информации для создания трехмерной геологической модели яковлёвкой свиты месторождения «Л» использовались следующие данные:

- координаты устьев скважина, альтитуда и инклинометрия скважин;
- ГИС;
- результаты интерпретации ГИС;
- результаты испытаний скважин;
- результаты интерпретации сейсмики в виде структурных карт отражающих горизонтов кровли малохетской свиты, кровли пластов Як-III, Як-II, Як-I.

Для выполнения работы использовался программный комплекс Schlumberger Petrel 2014.

4.1.2. Концептуальная модель отложений яковлевской свиты

В ходе работы была проведена детальная корреляция и выделены стратиграфические границы 4 пластов - Як-I, Як-II, Як-III и Як-IV.

Основными предположениями при корреляции были:

- сходство каротажных обликов;
- ритмичность осадконакопления.

В качестве основного репера при корреляции была выделена кровля малохетской свиты, резко отличающая на каротажной кривой ПС от яковлевских отложений цилиндрической формой. Яковлевская свита залегает на малохетской согласно. В пределах яковлевской свиты не наблюдается протяженных выдержанных глинистых перемычек, поэтому выделение стратиграфических границ пластов проводилось по углистым пропласткам при соблюдении принципа выдержанности толщин. Корреляция пластов и схема корреляции пластов представлены в приложении 3, 4.

Яковлевский резервуар (плюс верхняя часть малохетского) по материалам бурения скважин на соседних месторождениях «Т» и «В», имеет сложное строение. Отложения этого продуктивного уровня связаны с песчаными телами руслового выполнения, составляющие часть дельтового комплекса, продвигающегося в западном направлении. Их соотношения в разрезе с угольными пластами свидетельствуют о том, что русла меандрировали в пределах заболоченной дельтовой равнины (рис. 4.1.2.1.). Распространение системы песчаных тел представляет собой довольно сложную картину. По мере движения языка дельты в сторону моря происходит ее смещение и в латеральном направлении. Песчаные тела, отложившиеся в старых распределительных рукавах дельты, захороняются и уже в погребенных условиях образуется система разветвляющихся и соединяющихся линзообразных тел.

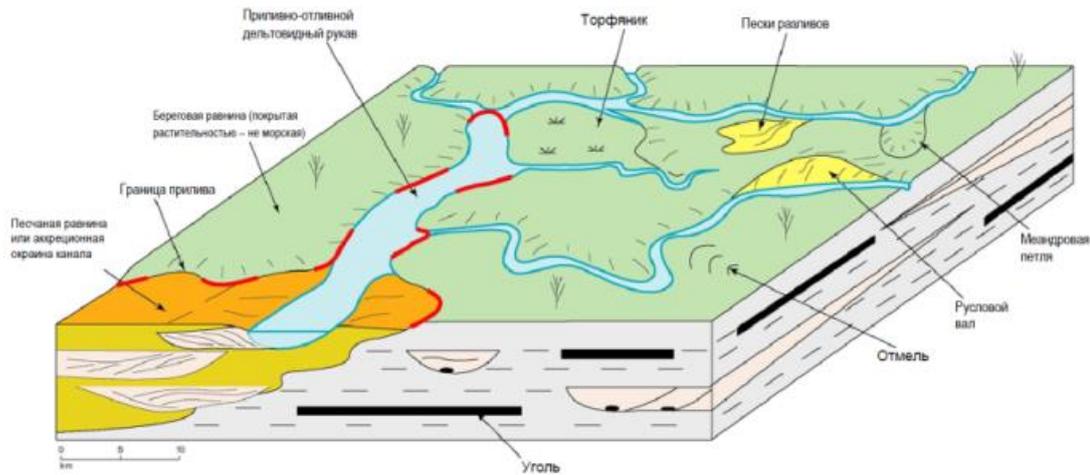


Рис. 4.1.2.1. Концептуальное представление процесса формирования отложений яковлевской свиты. Заболоченная береговая равнина с систем крупных меандрирующих аллювиальных каналов и обширных угольных формаций.

В рамках работы условно выделено две фаций – «пойма» и «русло». Пойменные отложения – маломощные глинистые переемычки с прослоями угля, русловые отложения – выдержанные песчаные прослои.

На данном этапе были определены газонефтяные и водонефтяные контакты пластов Як-I, Як-II, Як-III, а также водогазовый контакт Як-IV (таблица 4.1.2.1). Наличие одноуровневых контактов углеводородов говорит о связности песчаных тел, что подтверждает отсутствие необходимости проведения детальной корреляция на данном этапе работ.

Формирование прирусловых баров зависит от активности движения русла реки, таким образом выделяется два принципиально различных варианта распространения песчаных тел: а) формирующие отдельные линзы, б) сложносвязанно тело. (рис. 4.1.2.2). Согласно текущему представлению, отложения яковлевской свиты в пределах участка месторождения L, являются связанным телом (б).

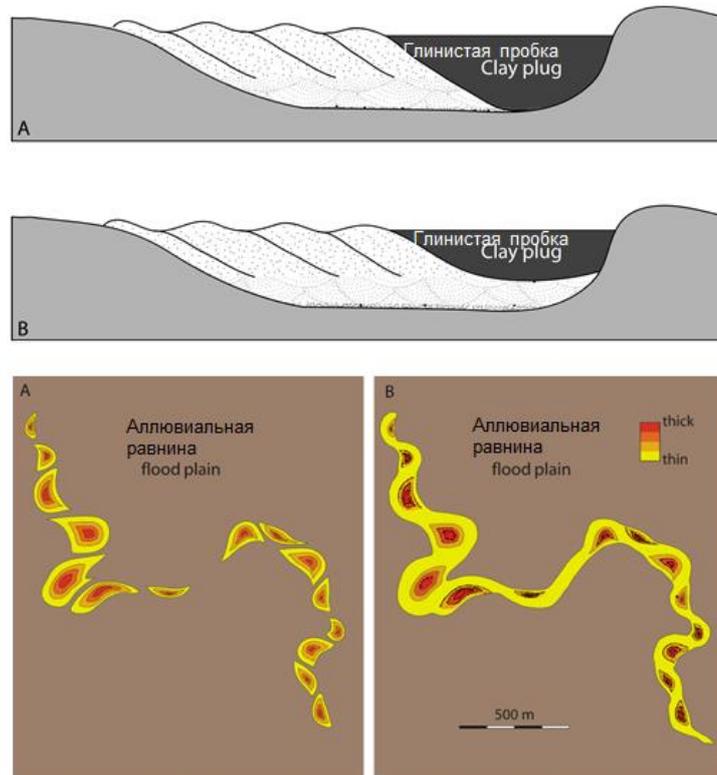


Рис. 4.1.2.2 .Формирование прирусловых баров. По материалам Donselaar & Overeem 2008.

Вариативность положения контактов в дальнейшем принята основой для сценарного расчета запасов – таблицы 4.1.2.1 и 4.1.2.2.

Таблица 4.1.2.1.

Положение контактов газонефтяных пластов яковлевской свиты

Вариант	ГНК, а.о.			ВНК, а.о.		
	P90	P50	P10	P90	P50	P10
Як-I	-1632.01 м	-1631.68 м	-1631.35 м	-1652.26 м	-1653.12 м	-1653.98 м
Як-II	-1680.91 м	-1680.85 м	-1680.78 м	-1683.03 м	-1683.2 м	-1683.36 м
Як-III	-1742.13 м	-1741.97 м	-1741.8 м	-1750.4 м	-1750.9 м	-1751.39 м

Таблица 4.1.2.2.

Положение контактов газовой залежи пласта Як-IV

	ГВК, а.о.		
	P90	P50	P10
Як-IV	-1830.6 м	-1831.84 м	-1833.08 м

4.1.3. Создание структурной модели

В качестве основы для структурных построений в рамках работ по созданию геологической модели использовались результаты работ по интерпретации данных 3D сейсморазведки, а именно структурные карты отражающих горизонтов кровли малохетской свиты, кровли пласта Як-III, Як-II, Як-I.

Построение структурных карт по кровлям пластов Як-I, Як-II, Як-III и подошве пласта Як-IV проводилось конформно соответствующим трендовым сейсмическим поверхностям. Построение кровли пласта Як-IV проводилось методом схождения от поверхности подошвы пласта Як-IV, т.к. среднее значение толщины пласта (по отбивкам в скважинах) Як-IV значительно меньше толщины пласта Як-III. Алгоритм моделирования автоматически устраняет невязки, «подтягивая» структурную поверхность к точкам пластопересечения в скважинах.

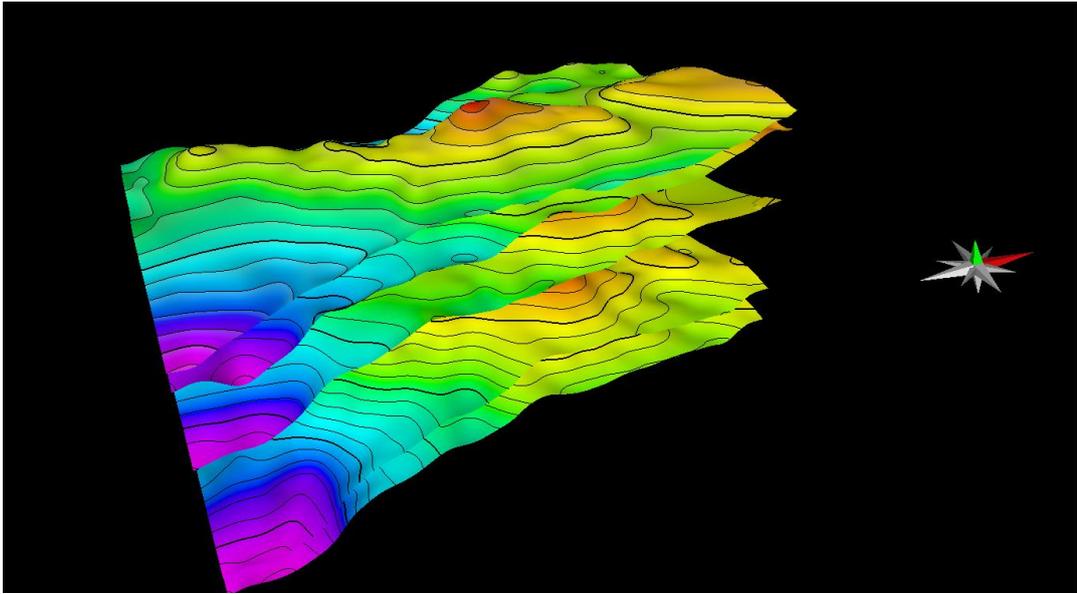


Рисунок 4.1.3.1 – Структурная модель яковлевской свиты лодочного месторождения.

В приложении 5-9 представлены структурные карты пластов Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV. По результатам построений в северной части пласта Як-I обнаружена ловушка, неразведанная бурением, рекомендуется бурение разведочной скважины в центральную часть купола.

Геологические разрезы представлены в приложении 10-11.

4.1.4. Обоснование трехмерной сетки

С целью создания полномасштабной геологической модели пластов Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV, построена трехмерная геологическая сетка регулярного типа. В качестве границ зональных интервалов использованы стратиграфические поверхности, выделенные по результатам детальной стратиграфической корреляции. Таким образом, созданная сетка включает в себя 4 зон.

Горизонтальный размер ячеек в сетке принят 100x100 м, т.к. минимальное расстояние между скважинами 900 м. Средняя мощность ячейки в сетке составляет 0,4 м (рис. 4.1.4.1)

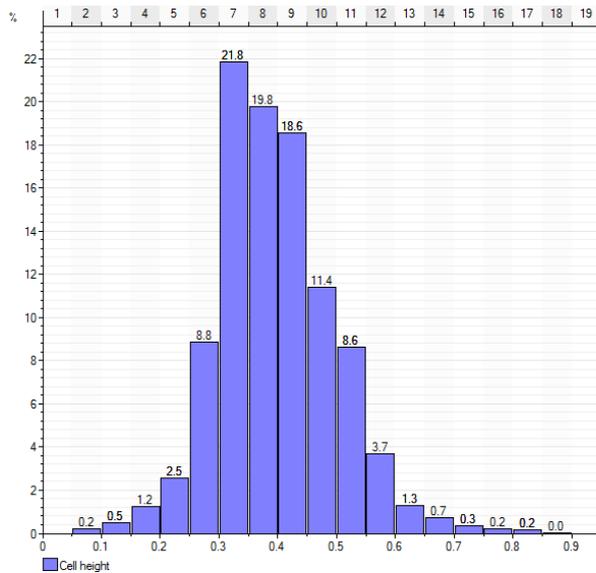
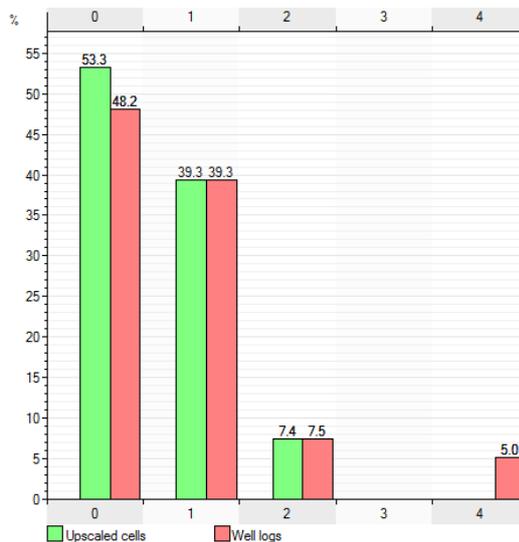


Рис. 4.1.4.1. Гистограмма распределения высоты ячеек

Параметры трехмерной сетки в интервале пластов представлены в приложении 12.

Оценка качества результатов осреднения скважинных данных на трехмерную сетку проводилась сопоставлением гистограмм распределения литологии и пористости по скважинным данным и по ячейкам трехмерной сетки вдоль траектории скважин (рис. 4.1.4.2, 4.1.4.3).



0 - глина, 1 - песчаник, 2 - карбонатизированный песчаник, 4 - уголь

Рис. 4.1.4.2. Сопоставление литологии по скважинными данными и по ячейкам трехмерной сетки вдоль траектории скважин.

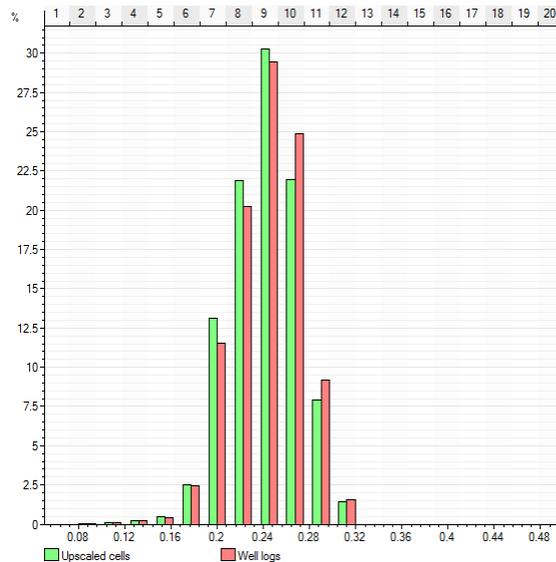


Рис. 4.1.4.3. Сопоставление пористости по скважинными данным и по ячейкам трехмерной сетки вдоль траектории скважин.

Следует отметить, что моделирование прослоев угля не проводилось, т.к. уголь является неколлектором, его объем был учтен в глине «0». Расхождение в распределении параметра литологии не превышает 0,1%, а пористости – 3%, что говорит о возможности дальнейшего использования сетки как основы для создания трехмерной геологической модели.

4.1.5. Создание модели литологии

Для моделирования параметра литологии использовались результаты интерпретации материалов ГИС. Модель литологии воспроизводилась в два этапа. На первом этапе в модуле Facies model с применением метода Sequential indicator simulation (SIS) (0 – глина, 1 – песчаник и плотный песчаник). Со следующими параметрами вариограммы: Sill -1; Nugget – 0.0001; Type – spherical; Anisotropy range – 3000/3000/2. Ранг вариограммы выбран для обеспечения связности песчаных тел между скважинами.

Полученный куб использовался в дальнейшем как куб фаций (в пределах кода 1) для распространения плотных песчаников методом SIS, в результате чего был получен дискретный куб литологии (0 – глина, 1 – песчаник, 2 – плотный песчаник). Со следующими параметрами вариограммы: Sill -1; Nugget – 0.0001; Type – spherical; Anisotropy range – 200/200/0.4. Ранг вариограммы на основании информации о непротяженности и малой толщине плотных песчаников.

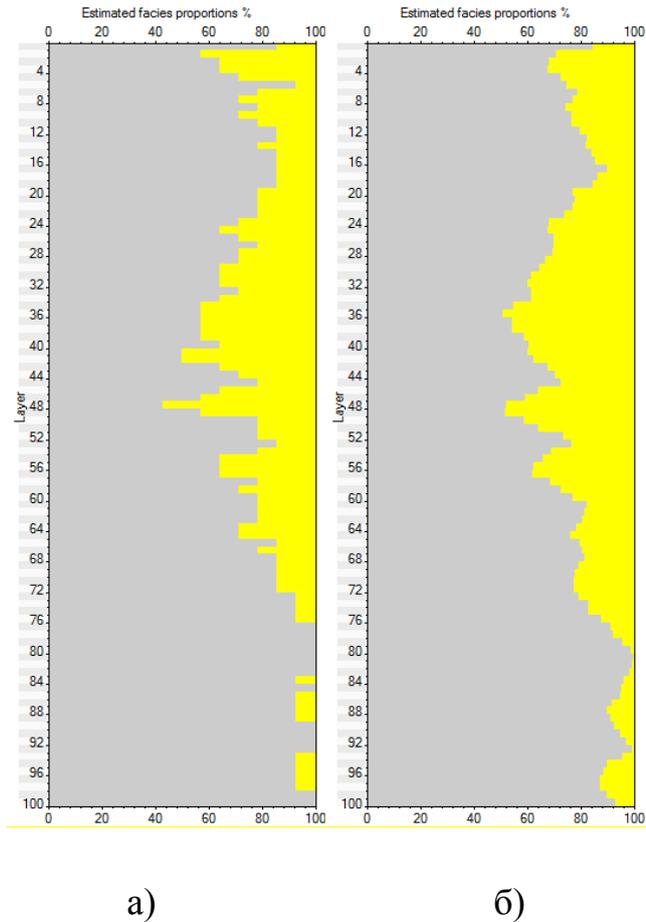


Рисунок 4.1.5.1 – Сопоставление ГСР по ГИС (а) и результатам модерирования (б)

На основе куба литологии был создан непрерывный куб коллектора NTG со значениями 0 (соответствует - «глина» и «плотный песчаник») и 1 – «песчаник» (рис. 4.1.5.2)

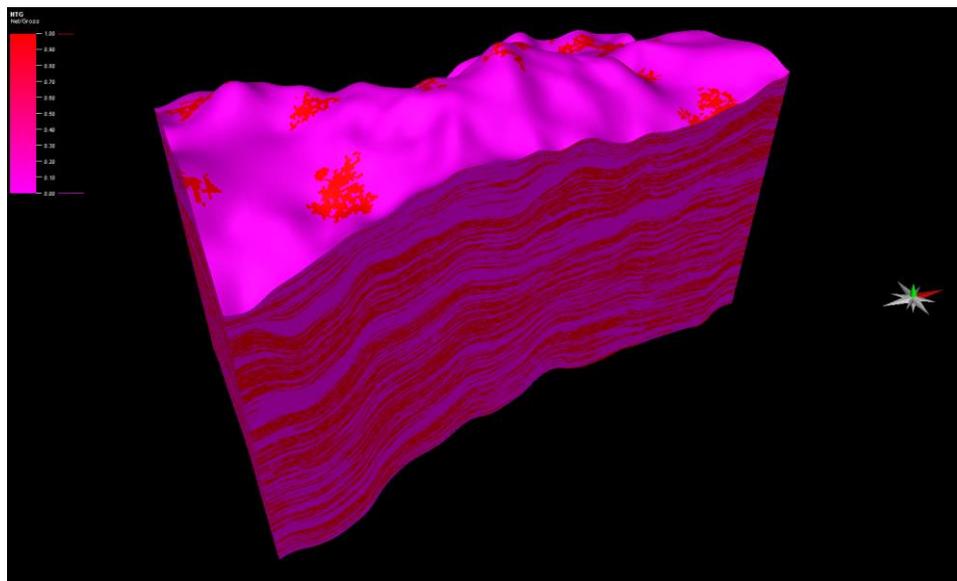
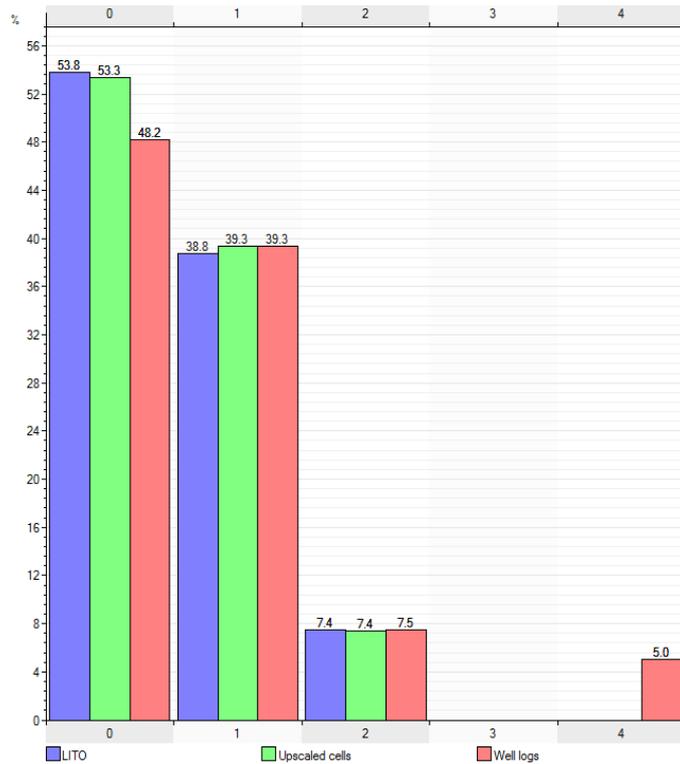


Рис. 4.1.5.2. Куб NTG

Оценка качества моделирования проведена на основе сопоставления гистограмм распределения литофаций (рис. 4.1.5.3). Следует отметить, что моделирование прослоев угля не проводилось, т.к. уголь является неколлектором, его объем был учтен в глине «0». Расхождение в распределении параметра литологии не превышает 0,5%. Согласно полученным результатам модель пригодна для дальнейших расчетов.



0 - глина, 1 - песчаник, 2 - карбонатизированный песчаник, 4 – уголь

Рис. 4.1.5.3. Гистограмма распределения литофаций

4.1.6. Создание модели ФЕС

Распределение пористости в пространстве 3D сетки в пределах литофации песчаника было выполнено с помощью модуля Petrophysical modeling, стохастическим методом Gaussian random function simulation. Был применен стохастический вариант моделирования, что в первую очередь связано с необходимостью воспроизвести изменчивость ФЕС, определенную по скважинным данным. Параметры вариограммы: Sill -1; Nugget – 0.0001; Type – spherical; Anisotropy range – 3000/3000/0.8.

Оценка качества проведена сопоставлением гистограмм распределения пористости (рис. 4.1.6.1). Расхождение не превышает 2%.

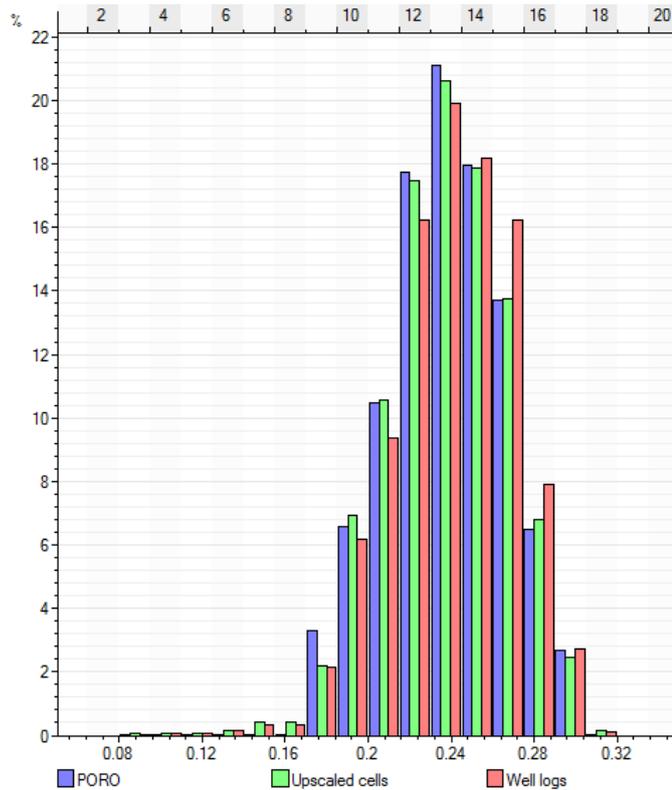


Рис. 4.1.6.1. Гистограмма распределения пористости

Построение кубов проницаемости осуществлялось путем пересчета по петрофизическим зависимостям, в которых в качестве аргументов использовались построенные ранее модели пористости (рис. 4.1.6.2)

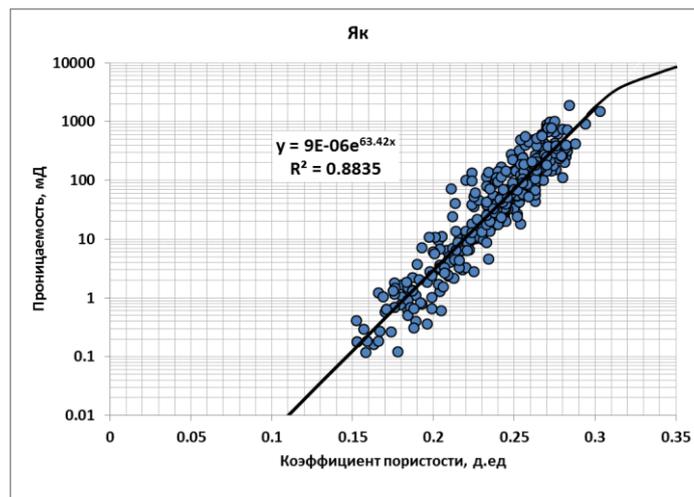


Рисунок 4.1.6.2. Петрофизическая зависимость проницаемости от пористости, использованная при построении модели ФЕС

4.1.7. Создание модели насыщения

Создание модели насыщения осуществлялось при помощи использования зависимости водонасыщенности от капиллярного давления – J-функции. Для расчета J-функции в пространстве 3D сетки была использована зависимость:

$$J = \frac{(\rho_v - \rho_n)gH}{\gamma \cos \theta} \sqrt{\frac{Knp}{Kn}} \cdot C$$

где: ρ_v и ρ_n – плотности воды и нефти соответственно, в пластовых условиях, т/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; H – высота над уровнем свободной воды, м; γ – коэффициент межфазного поверхностного натяжения (в системе нефть-вода в пластовых условиях), дин/см; θ – угол смачиваемости (в системе нефть-вода в пластовых условиях), °; K_{np} – коэффициент проницаемости, мД; K_n – коэффициент пористости, д.е.; $C = 0.01$ – коэффициент перевода в одинаковые размерности.

Расчет значений водонасыщенности выполнен по зависимости:

$$K_v = \left(\frac{J}{a} \right)^{\frac{1}{b}}$$

Для построения зависимости J от водонасыщенности осуществлялось на основании данных собственного кернового материалов по скважин №№ 7, 8 (Рис. 4.1.7.1).

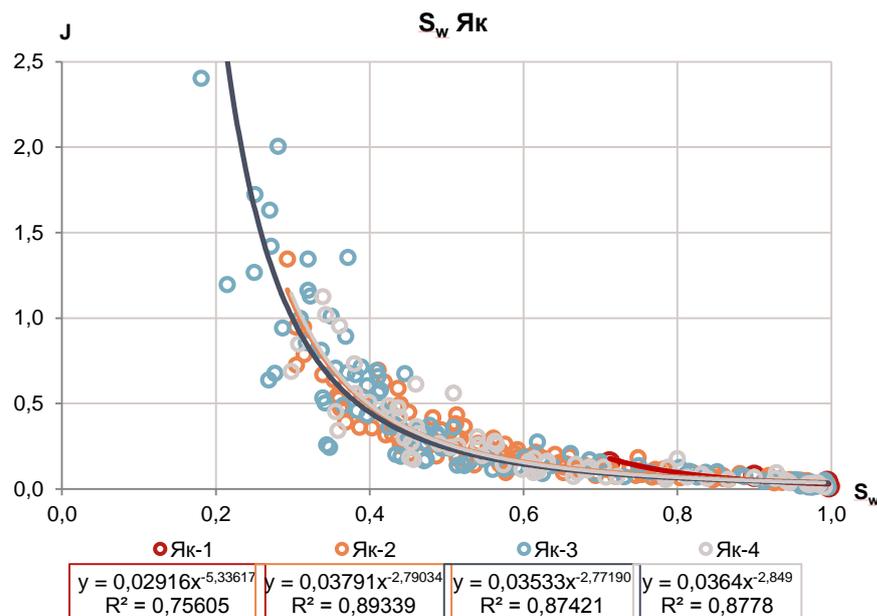


Рис. 4.1.7.1. График J от водонасыщенности по пластам группы Як

Для оценки качества модели было проведено сопоставления значений коэффициента нефте/газонасыщенности, рассчитанных по электрометрической модели (данные РИГИС) и полученных в модели (рис. 4.1.7.2, приложения 10).

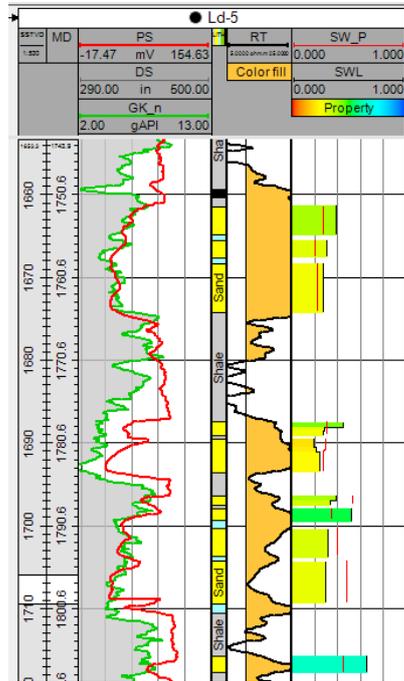


Рис. 4.1.7.2. Сопоставление насыщенности по результатам ГИС и моделирования на примере скважины №5.

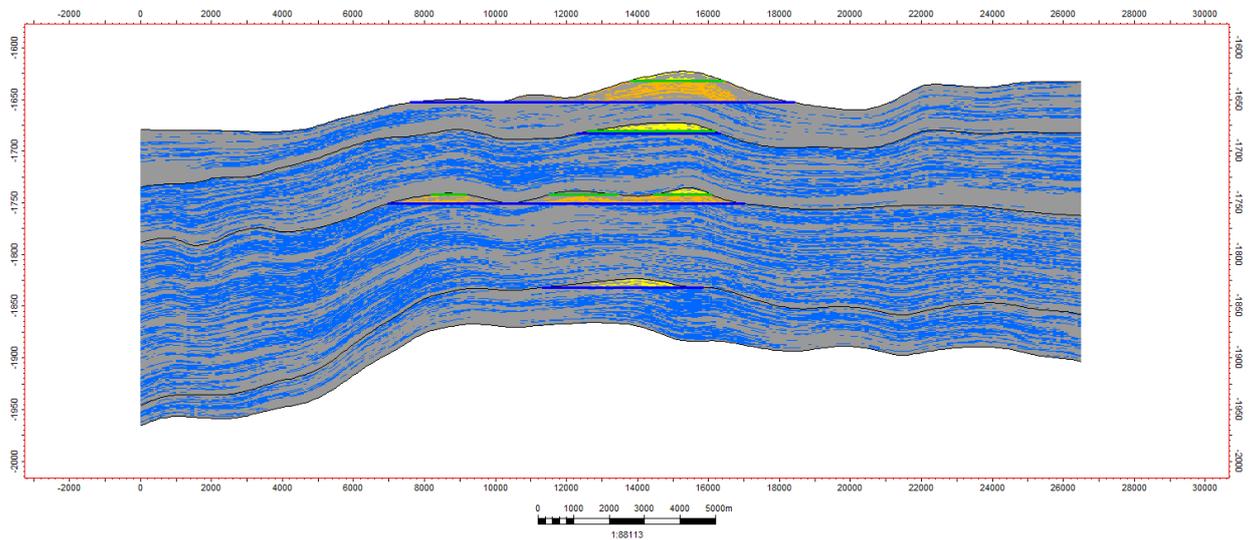


Рис. 4.1.7.3. Разрез по направлению север-юг

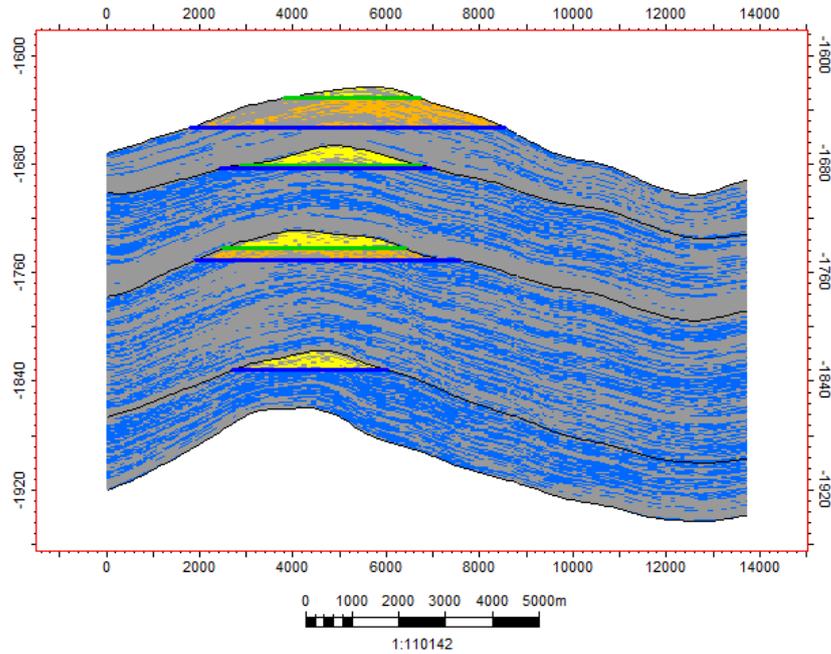


Рис. 4.1.7.4. Разрез по направлению запад-восток

4.1.9. Подсчет начальных геологических запасов углеводородов

На основе построенной трехмерной геологической модели продуктивных пластов Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV проведен подсчет начальных геологических запасов. В основе подсчета лежит объемный метод, реализованный в инструменте "Volume calculation".

Начальные геологические запасы углеводородов P10, P50, P90 полученные на основе сценарного расчета в зависимости от положения ВНК, ГНК, ГВК (таблица 4.1.2.1. - 4.1.2.2) представлены в таблице 4.1.9.1.

Таблице 4.1.9.1.

Результаты сценарного расчета запасов

Пласт	Запасы нефти, млн т			Запасы газа, млрд м ³		
	P90	P50	P10	P90	P50	P10
Як-I	17,1	19,3	19,8	1,2	1,1	1,0
Як-II	3,0	3,5	3,9	3,6	3,6	3,5
Як-III	15,2	17,6	18,6	3,4	3,3	3,1
Як-IV	-	-	-	3,6	3,2	3,0

4.2. Создание фильтрационной модели

Создание ЦФМ и моделирование процессов фильтрации проводилось с помощью гидродинамического симулятора tNavigator фирмы RFD. Основой для построения гидродинамических моделей пластов Як–I, Як–II, Як–III, Як–IV является геологическая модель, созданная ранее. Сопоставление запасов ФМ с ГМ представлено в таблице 4.2.1.

Таблица 4.2.1.

Сопоставление запасов нефти и газа газовой шапки по ФМ с ГМ

Параметр	Ед. изм.	ГМ	ФМ	Расхождение запасов ФМ с ГМ
				%
1	2	3	4	5
Як–I				
Начальные геологические запасы нефти	тыс. т	19311	19322	0
Начальные геологические запасы газа газовой шапки	млн. м ³	1138	1127	1
Як–II				
Начальные геологические запасы нефти	тыс. т	3632	3550	2
Начальные геологические запасы газа газовой шапки	млн. м ³	3572	3537	1
Як–III				
Начальные геологические запасы нефти	тыс. т	17692	17016	3
Начальные геологические запасы газа газовой шапки	млн. м ³	3453	3385	2
Як–IV				
Начальные геологические запасы газа газовой шапки	тыс. т	3196	3103	3

Входными данными при создании моделей являлись:

- Структурно–геометрическая сетка;
- Распределение коллектор–неколлектор в сеточном виде;
- Сеточные фильтрационно-емкостные параметры пласта:
 - куб открытой пористости;
 - куб абсолютной проницаемости в направлении X, Y и Z.
 - куб остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности.
- Пространственное положение флюидных контактов;
- Относительные фазовые проницаемости (ОФП) в системах «нефть–газ», «нефть–вода», «газ–вода»;
- Физико-химические свойства флюидов.

Размерности сеток моделей представлены в таблице 4.2.2 сравнение ГСР геологической и фильтрационной модели по проницаемости, пористости и литологии представлены на рисунке 4.2.1.

Таблица 4.2.2.

Размерности сеток моделей

Пласт/Залежь	Размер грида	DX / DY / DZ, м
	Кол–во ячеек общее / активных	
Як–I	140×266×25	100 / 100 / 0.4
	931 000 / 389 074	
Як–II	140×266×37	100 / 100 / 0.4
	1 377 880 / 934 886	
Як–III	140×266×75	100 / 100 / 0.4
	2 793 000 / 2 126 431	
Як–IV	140×266×23	100 / 100 / 0.4
	856 520 / 594 060	

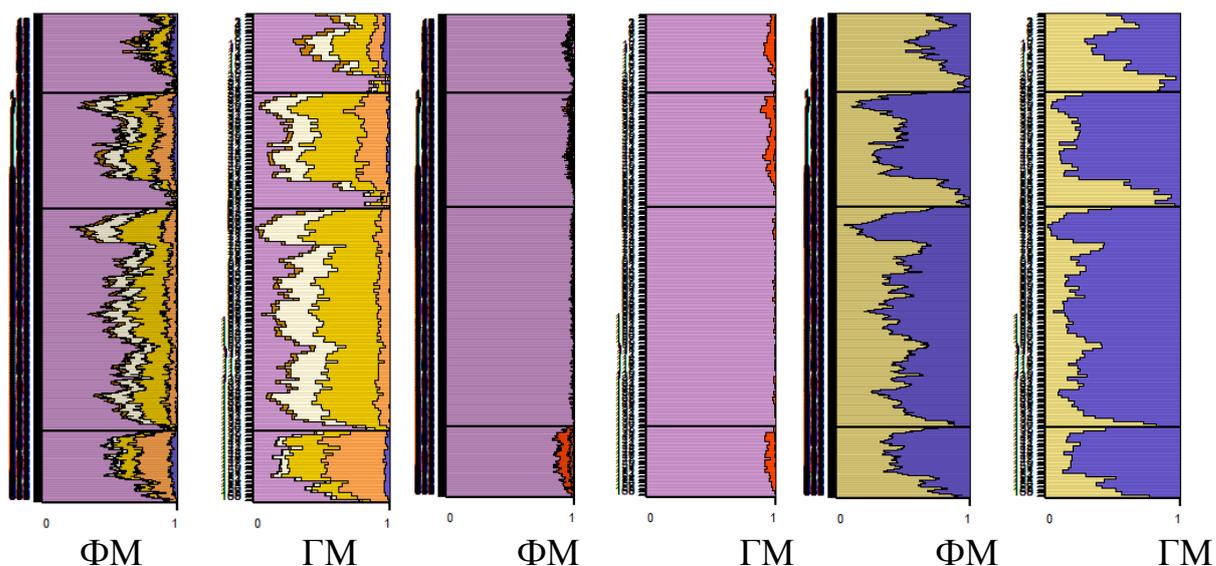


Рис. 4.2.1. ГСР по проницаемости, проницаемости и литологии соответственно

4.2.1. Обоснование коэффициентов вытеснения нефти, используемых в моделях

По причине отсутствия потоковых исследований на керне месторождения L, данные по значениям остаточной нефтенасыщенности были приняты по аналогии с соответствующими пластами соседнего месторождения V. Таким образом, для построения гидродинамических моделей были приняты зависимости коэффициента вытеснения от проницаемости с последующим обратным расчетом значения остаточной нефтенасыщенности с учетом начального нефтенасыщения. Для пластов Як-I, Як-II, Як III аналогом послужил объект Як-III-VI. В таблице 4.2.1.1 и на рисунке 4.2.1.1 приведены зависимости коэффициентов вытеснения от проницаемости.

Таблица 4.2.1.1.

Зависимости коэффициентов вытеснения от проницаемости

Пласт(ы)	Зависимость $K_{выт}$ - $K_{пр}$	Коэффициент корреляции, R^2
Як-I, Як-II, Як III	$K_{выт} = 0.0502 * \ln(K_{пр}) + 0.2865$	0.9592

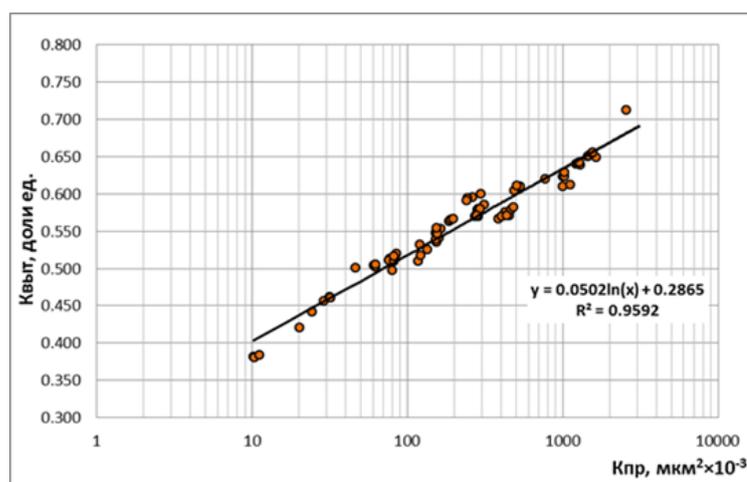


Рис. 4.2.1.1. Зависимость коэффициента вытеснения от проницаемости пласта Як–I–III

4.2.2. Обоснование ОФП, используемых в моделях

По причине малого количества потоковых исследований на керне месторождения L, данные по ОФП для моделирования были привлечены по соответствующим пластам соседнего Ванкорского месторождения. Для группы пластов Як–I, Як–II, Як–III ОФП в системе «нефть–вода» были привлечены по аналогии с объектом Як–III–VII. (Рис. 4.2.2.1)

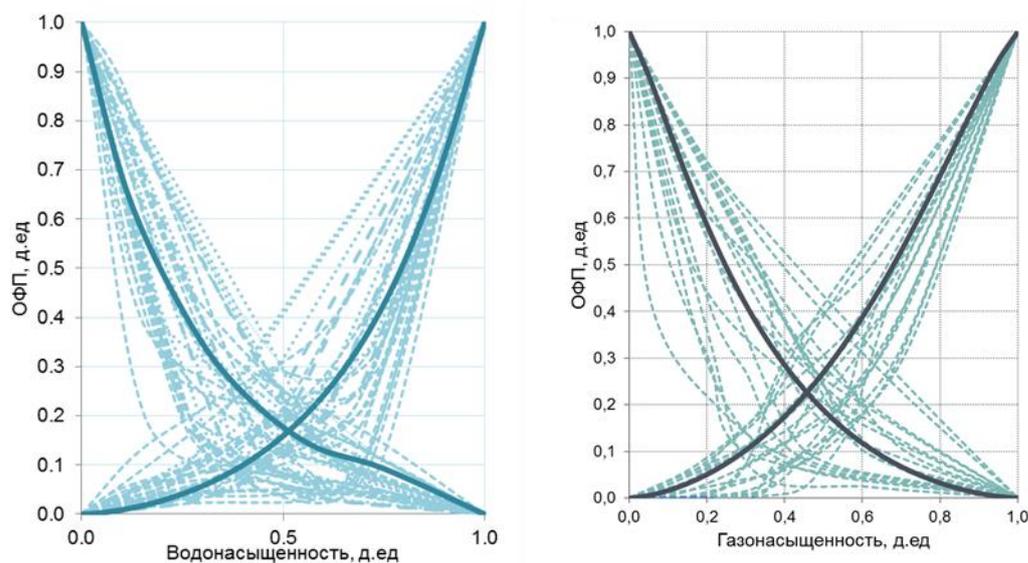


Рис. 4.2.2.1. Кривые относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть–вода» и в системе «нефть–газ», принятые при моделировании пластов Як–I, Як–II, Як–III

4.2.3. Свойства флюидов, используемые в моделях

Зависимости газосодержания, вязкости и объемного коэффициента нефти и газа для пластов Як–I, Як–II, Як–III, Як–IV представлены на рисунках 4.2.3.1-4.2.3.10.

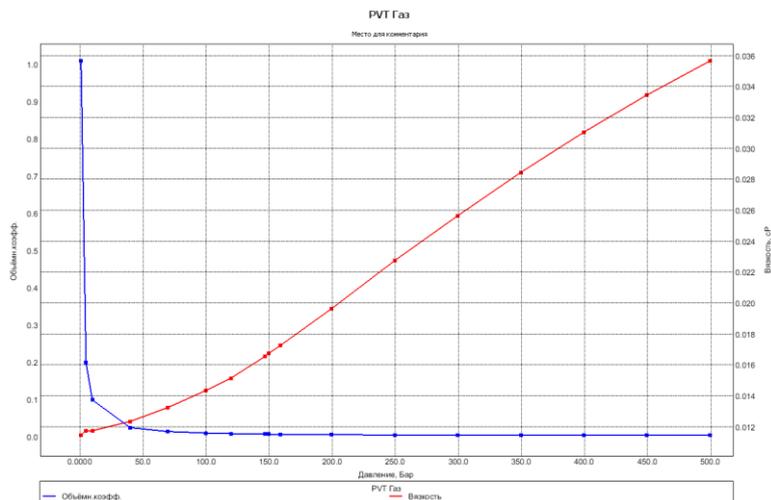


Рис. 4.2.3.1. Зависимость вязкости и объемного коэффициента газа от давления для пластов Як–I, Як–II, Як–III, Як–IV

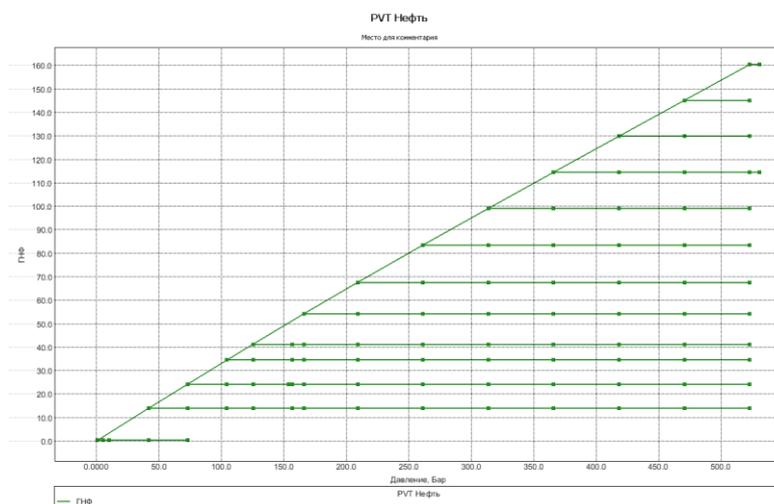


Рис. 4.2.3.2. Зависимость газосодержания нефти от давления для пластов Як–I, Як–

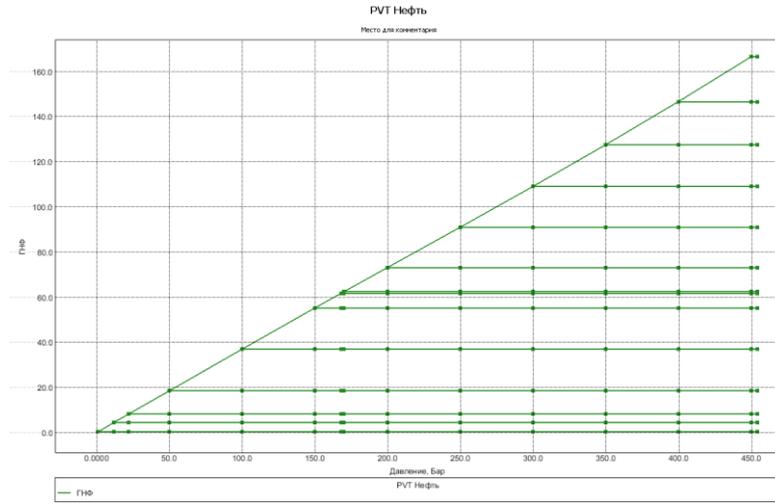


Рис. 4.2.3.3. Зависимость газосодержания нефти от давления для пластов Як–III

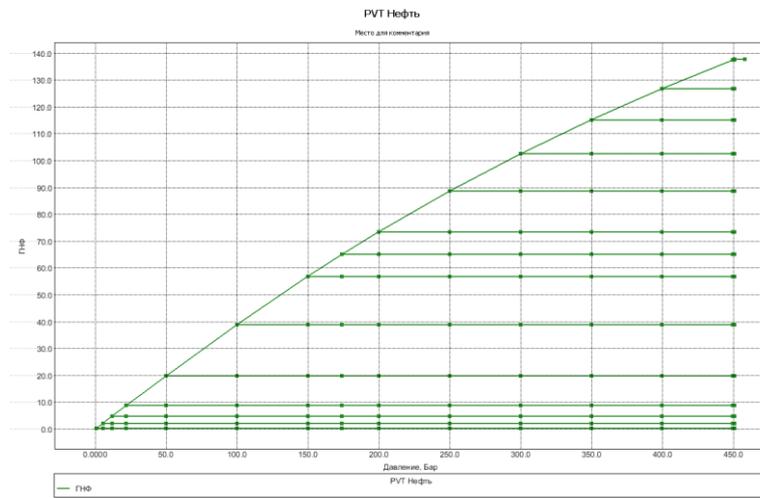


Рис. 4.2.3.4. Зависимость газосодержания нефти от давления для пластов Як–IV

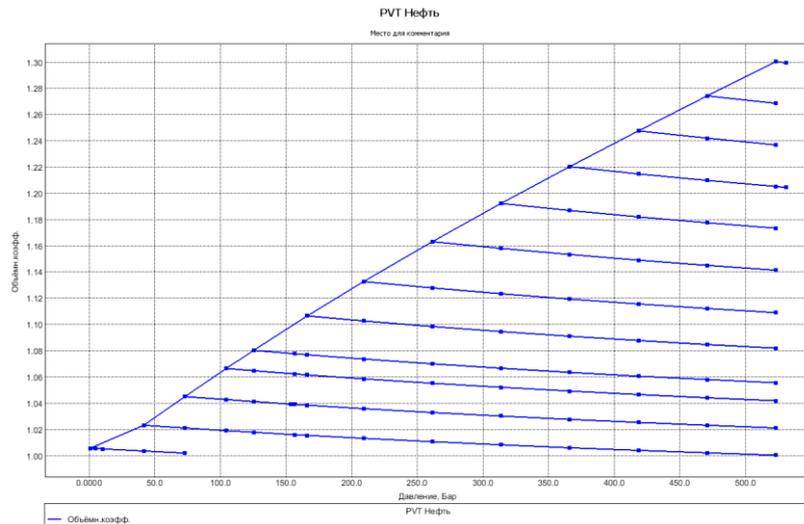


Рис. 4.2.3.5. Зависимость объёмного коэффициента нефти от давления для пластов Як–I, Як–II

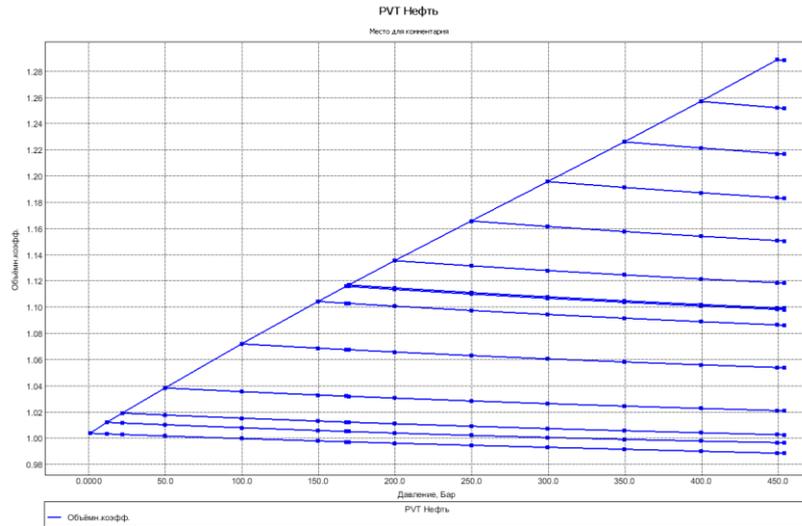


Рис. 4.2.3.6. Зависимость объёмного коэффициента нефти от давления для пластов
Як-III

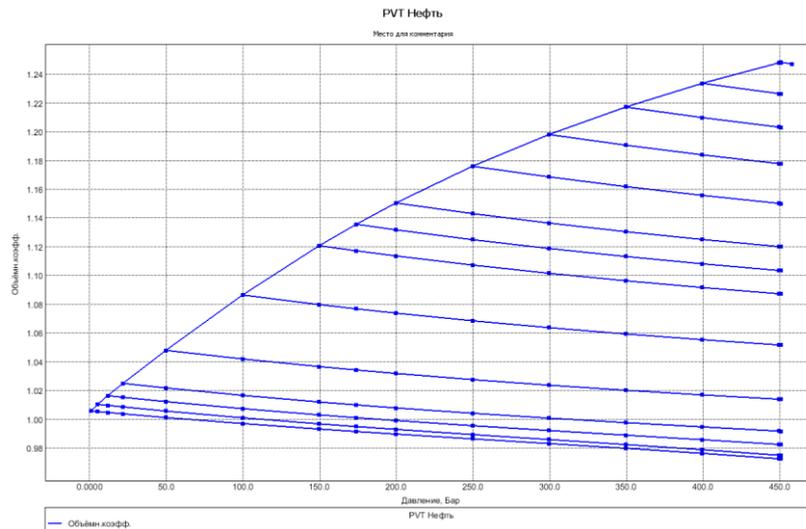


Рис. 4.2.3.7. Зависимость объёмного коэффициента нефти от давления для пластов
Як-IV

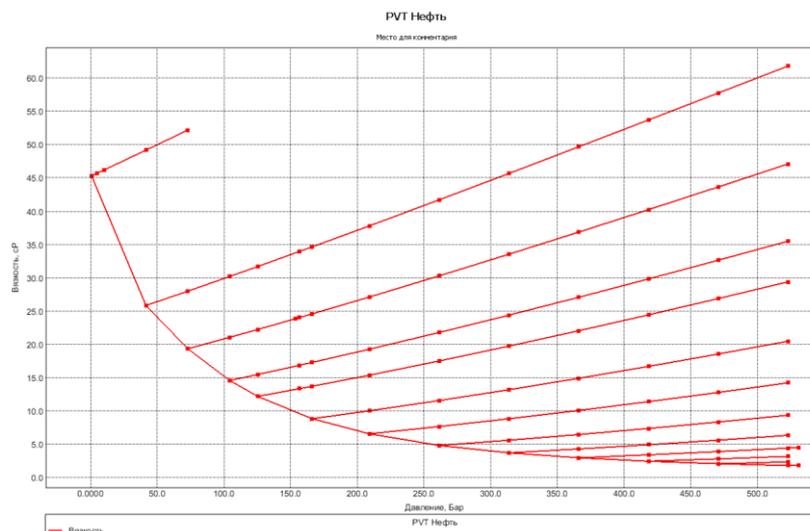


Рис. 4.2.3.8. Зависимость вязкости нефти от давления для пластов Як–I, Як–II

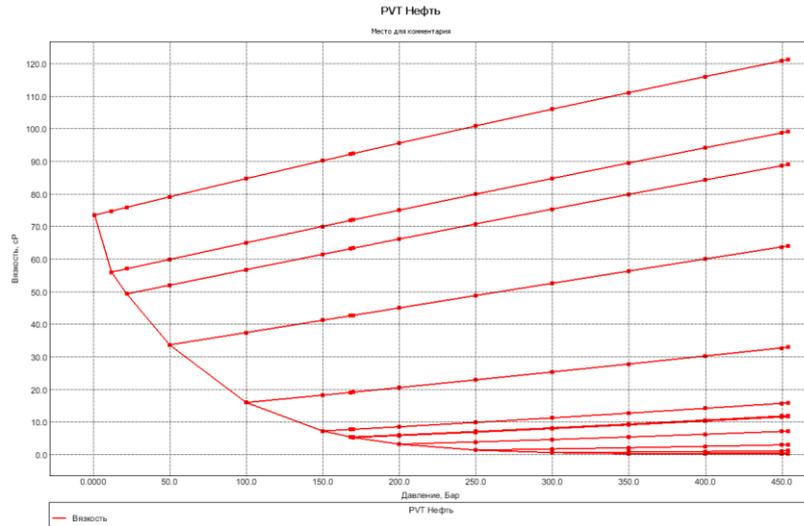


Рис. 4.2.3.9. Зависимость вязкости нефти от давления для пластов Як–III

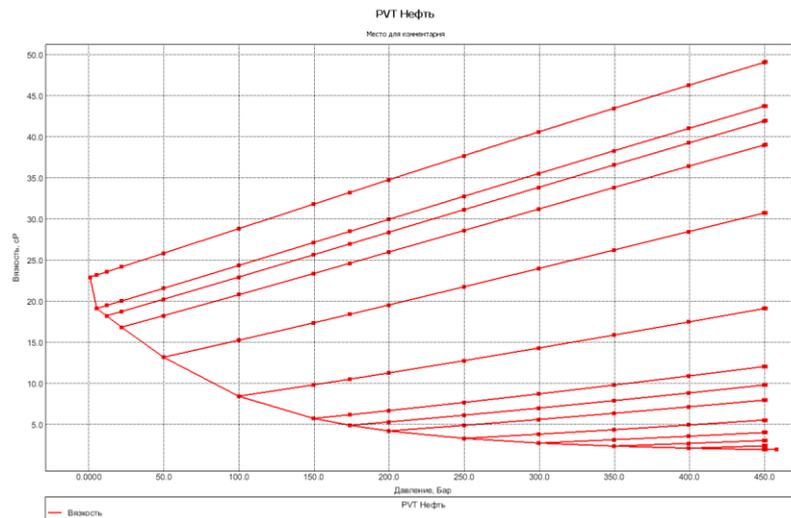


Рис. 4.2.3.10. Зависимость вязкости нефти от давления для пластов Як–IV

Объемный коэффициент воды пластов Як–I, Як–II, Як–III, Як–IV составляет $0.99 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Вязкость воды в пластовых условиях составляет $0.74 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Сжимаемость горной породы в пластовых условиях составляет 0.0003 мПа^{-1} .

Плотности флюидов пластов Як–I, Як–II составляют:

- нефть: $904 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- газ: $0.691 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- вода: $1007 \text{ кг}/\text{м}^3$.

Плотности флюидов пласта Як–III составляют:

- нефть: $886 \text{ кг}/\text{м}^3$;
- газ: $0.684 \text{ кг}/\text{м}^3$;

- вода: 1010 кг/м³.

Плотности флюидов пласта Як–IV составляют:

- газ: 0.684 кг/м³;
- вода: 1010 кг/м³.

4.2.4. Описание начальных и граничных условий

В моделях была осуществлена равновесная гравитационно-капиллярная инициализация путем задания глубины водонефтяных и газонефтяных контактов, начальных давлений на ГНК, относительных фазовых проницаемостей в системе «нефть-вода», «нефть-газ», куба минимальной водонасыщенности (SWL). Конечные точки относительных фазовых проницаемостей масштабировались на значения остаточной водонасыщенности, остаточной нефтенасыщенности для каждой ячейки сетки. При распределении в модели минимальной водонасыщенности (SWL) и общей водонасыщенности (SWATINIT) использовались, данные исследований керна и РИГИС. Сводные данные по глубинам ГНК, ВНК и давлению на ГНК представлены в таблице 4.2.4.1. Гидродинамические модели представлены в приложении 13-16.

Таблица 4.2.4.1.

Сводные данные по глубинам ГНК, ВНК и давлению на ГНК

Объект	ГНК, м	Давление на ГНК, МПа	ВНК, м
Як-I	-1632	16.32	-1653
Як-II	-1681	16.81	-1683
Як-III	-1751	17.42	-1742
Як-IV	-1832*	18.32*	-

* – значение на ГВК

4.2.5. Адаптация гидродинамических моделей

Месторождение L в разработку не введено, история разработки отсутствует. Поэтому настройка гидродинамических моделей была проведена на данные гидродинамических исследований разведочных скважин. Адаптация фильтрационных моделей на данные испытаний проводилась при помощи изменения состояния призабойной зоны (скин-фактора) испытанных скважин, а также корректировки латеральной проницаемости и модификации относительных фазовых проницаемостей. При проведении расчетов по воспроизведению испытаний в качестве граничных условий на скважинах были заданы фактические отборы по добываемым флюидам. Критерием адаптации моделей являлось достижение совпадения отборов нефти, воды и газа по каждой скважине, а также динамики забойных давлений.

Адаптация модели пласта Як-1

Пласт Як-1 испытан в двух скважинах: Лд-9, Лд-11. Результаты адаптации модели пласта Як-1 приведены на рисунках 4.2.5.1-4.2.5.4.

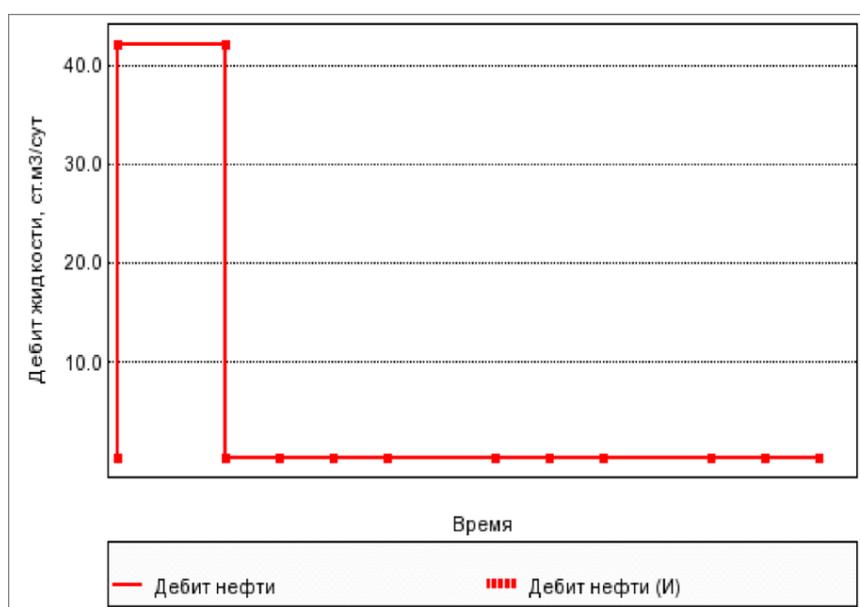


Рис. 4.2.5.1. Дебит нефти (факт–расчет) при испытании пласта Як-1 в скважине Лд-

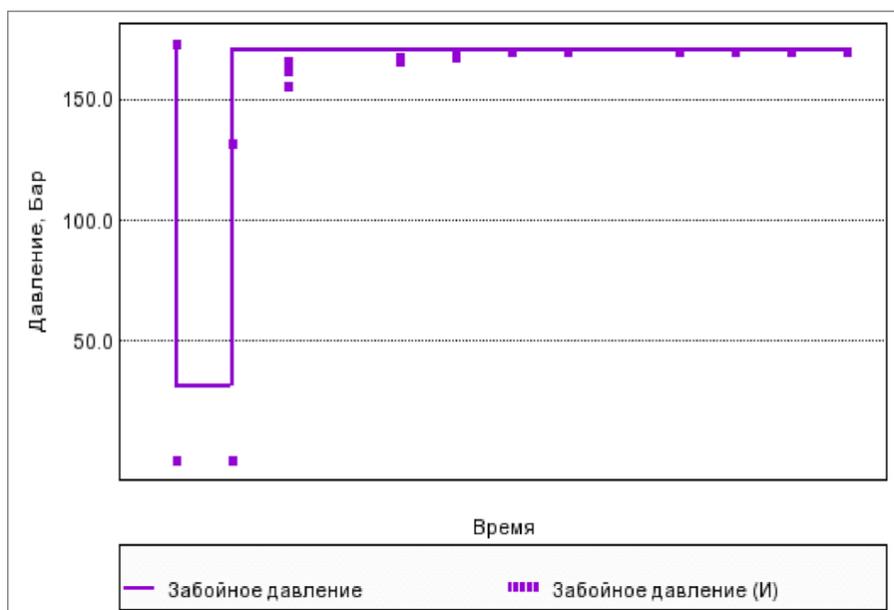


Рис. 4.2.5.2. Забойное давление (факт-расчет) при испытании пласта Як-1 в скважине Лд-11

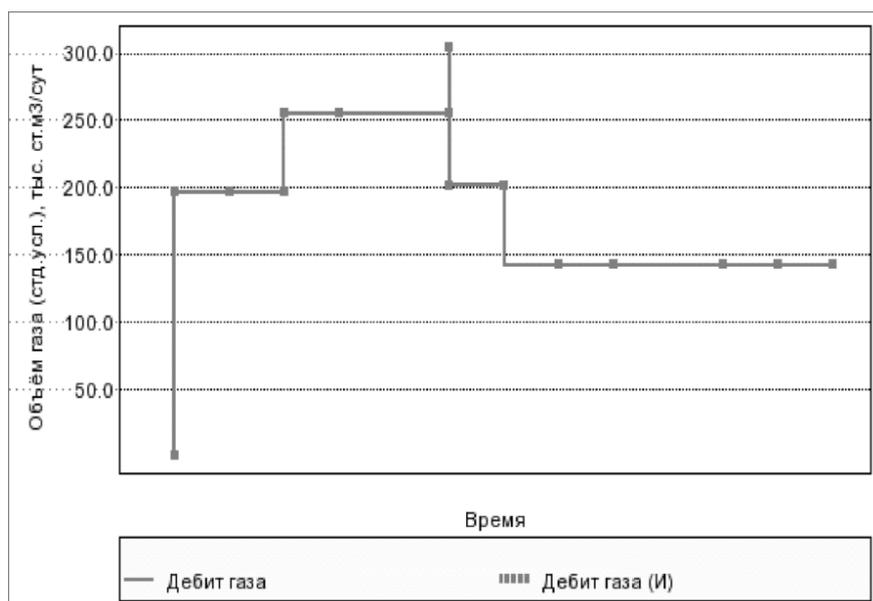


Рис. 4.2.5.3. Дебит газа (факт-расчет) при испытании пласта Як-1 в скважине Лд-9

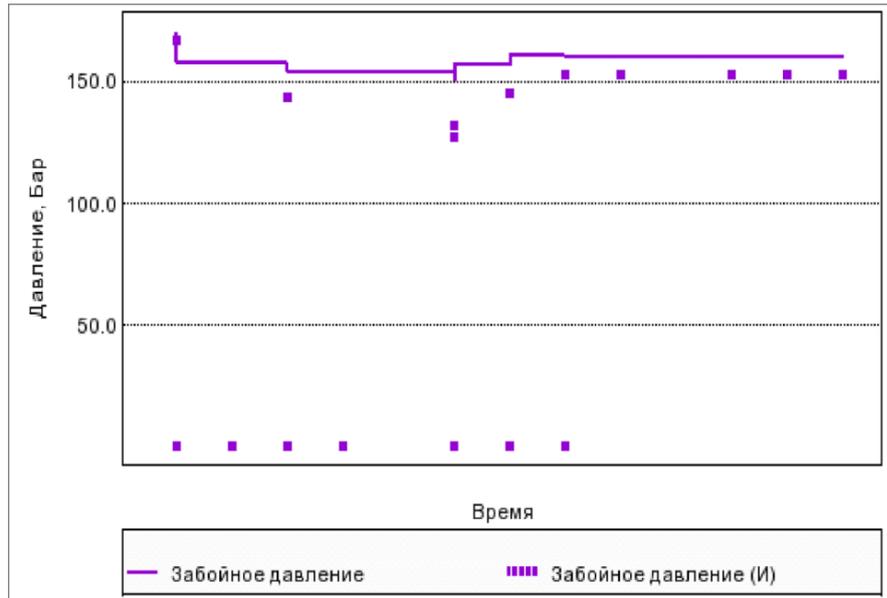


Рис. 4.2.5.4. Забойное давление (факт–расчет) при испытании пласта Як–I в скважине Лд–9

Адаптация модели пласта Як-II

Пласт Як-II испытан в двух скважинах: Лд-9, Лд-2. Расчетов по воспроизведению данных испытаний не проводилось по причине отсутствия значений забойных давлений.

Адаптация модели пласта Як-III

Пласт Як-III испытан в трех скважинах: Лд-9, Лд-11, Лд-15. Результаты адаптации модели пласта Як-III приведены на рисунках 4.2.5.5 - 4.2.5.7.

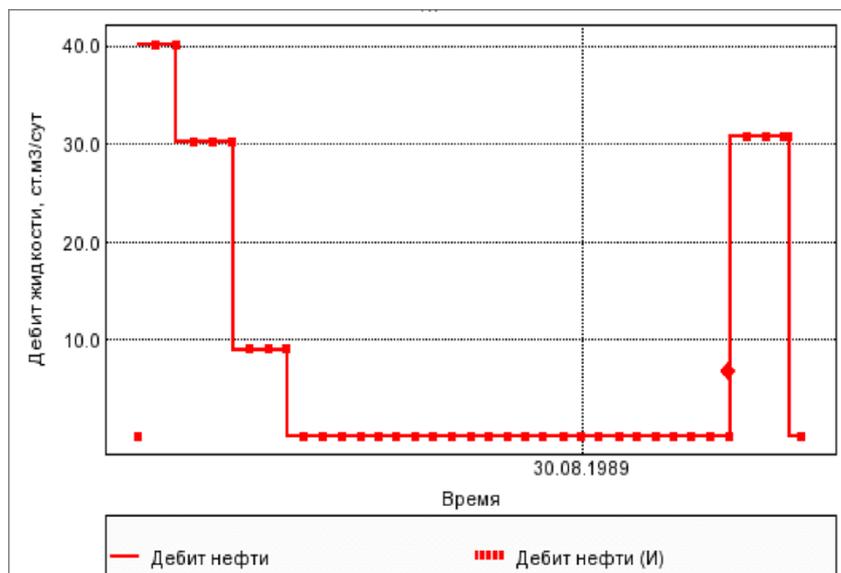


Рис. 4.2.5.5. Дебит нефти (факт–расчет) при испытании пласта Як–III в скважине Лд–9

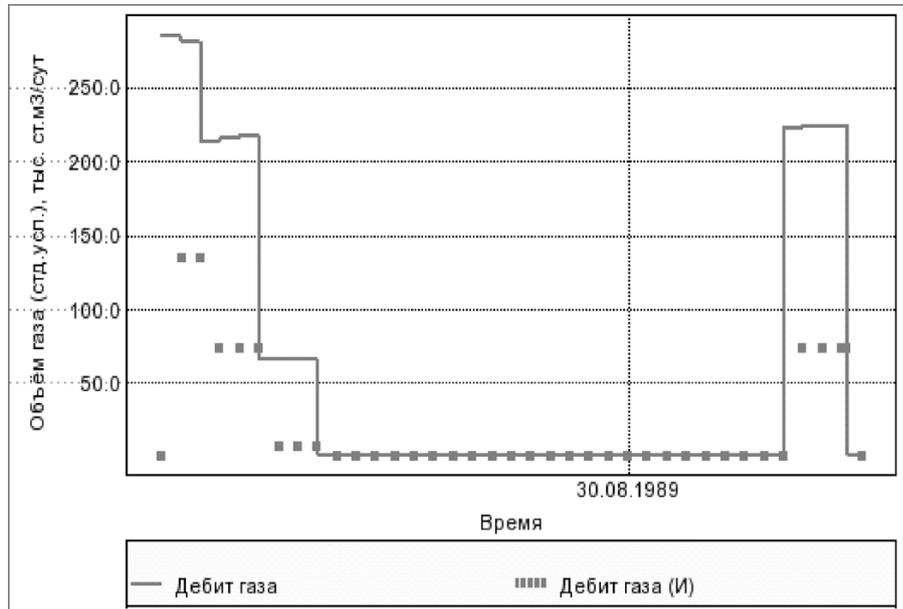


Рис. 4.2.5.6. Дебит газа (факт–расчет) при испытании пласта Як–III в скважине Лд–9

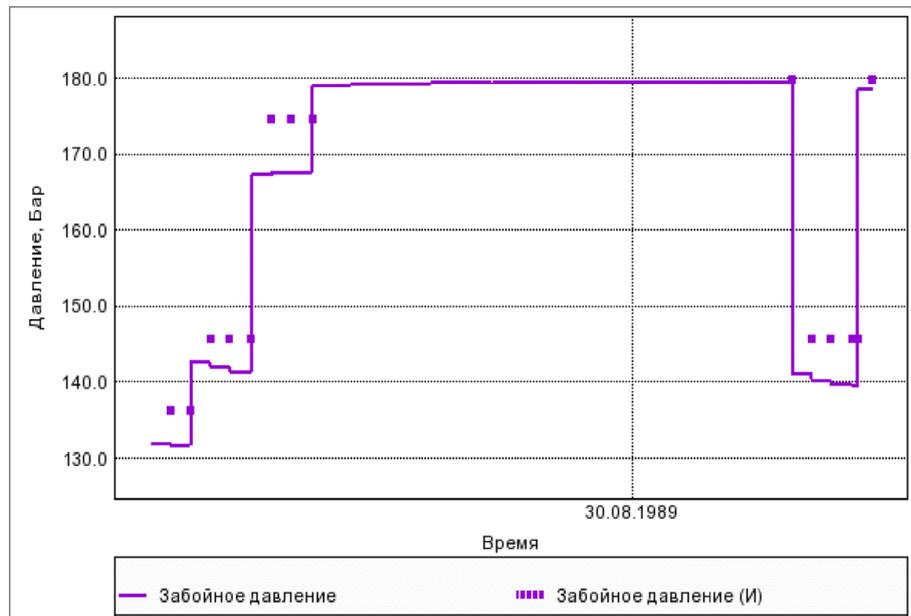


Рис. 4.2.5.7. Забойное давление (факт–расчет) при испытании пласта Як–III в скважине Лд–9

Адаптация модели пласта Як–IV

Пласт Як–IV испытан в двух скважинах: Лд–2, Лд–9. Результаты адаптации модели пласта Як–VI приведены на рисунках 4.2.5.8 - 4.2.5.9.

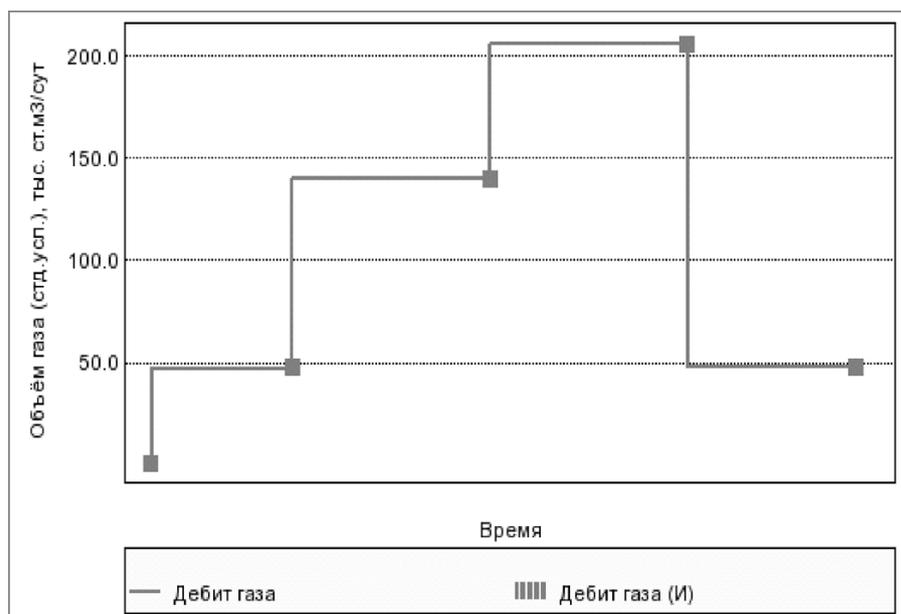


Рис. 4.2.5.8. Дебит газа (факт-расчет) при испытании пласта Як-IV в скважине Лд-2

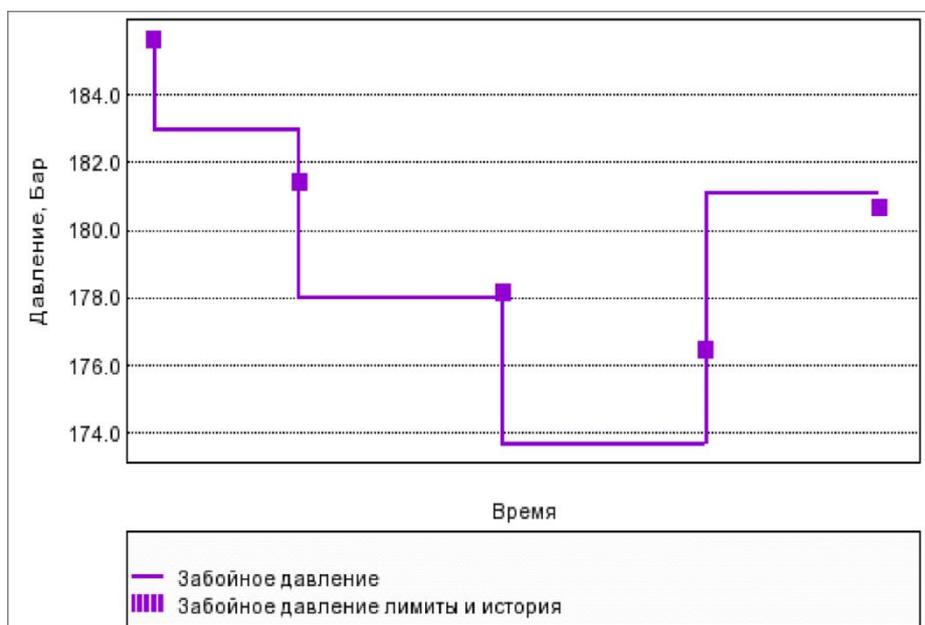


Рис. 4.2.5.9. Забойное давление (факт-расчет) при испытании пласта Як-IV в скважине Лд-2

5. ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Нефтегазовое месторождение L является сложным по геологическому строению, осложнено наличием газовых шапок и подстилающих водоносных горизонтов. На месторождении было выделено три подсчётных объекта: Як-I, Як-II, Як-III

При выделении эксплуатационных объектов были рассмотрены следующие аспекты:

- пространственное расположение залежей;
- петрофизические свойства пород-коллекторов;
- пластовое давление;
- физико-химические свойства пластовых флюидов;
- техника и технология эксплуатации скважин.
- наличие рентабельных эффективных толщин

Несмотря на близость в разрезе продуктивных отложений, схожесть ФЕС и идентичность физико-химических свойств пластовых флюидов нефтегазовые пласты Як-I, Як-II и Як-III являются гидродинамически не связанными отдельными подсчётными объектами. Принимая во внимание достаточно низкие нефтенасыщенные толщины пластов Як-I, Як-II и Як-III, то эффективным способом разработки будет являться применение горизонтальных скважин, бурение которых на этапе до разведки месторождения также обеспечит выявление различных структурных элементов и литологических особенностей данных пластов-коллекторов континентального генезиса. Однако стоит отметить, что на данном этапе была обоснована минимальная эффективная нефтенасыщенная толщина (2 м), ниже которой разработка пластов не рентабельна или технически не возможна. Тем самым пласт Як-II в виду обоснованных ограничений по толщине, далее не рассматривается как объект разработки. В настоящей работе будут рассматриваться два самостоятельных объекта: нефтегазовые пласты Як-I, Як-III.

5.1. Обоснование агентов воздействия на пласты и способов поддержания пластового давления

В качестве основной технологии воздействия на пласт предусматривается заводнение, технология которого для меловых коллекторов Восточной Сибири достаточно хорошо отработана и широко используется.

Газовое воздействие на пласт было опробовано на соседнем месторождении V. На нефтегазоконденсатном объекте разработки Нх-III-IV организована закачка газа в газовую шапку с целью поддержания пластового давления залежи. Следует отметить, что на месторождении V газонагнетательные скважины пробурены в газовую зону пласта, т.е. в зону, где отсутствуют нефтенасыщенные толщины под ГНК, что исключает нахождение добывающих скважин и снижает риск прорыва закачиваемого газа к ним. Так как, практически все запасы нефти пластов Як-I, Як-III месторождения L сосредоточены в подгазовой зоне, то использование закачки газа в газовую шапку для поддержания пластового давления является нецелесообразным и приведет к быстрым прорывам закачиваемого газа к добывающим скважинам.

5.2. Обоснование типа скважины

При выборе типа скважин, основным определяющим параметром являлась эффективная нефтенасыщенная толщина $h_{эф}$. Толщина по объектам Як-1 $h_{эф} = 4.2$, Як-3 $h_{эф} = 3.5$. Бурение вертикальных скважин при таких толщинах является не эффективным по причине низкого охвата по площади, бурение наклонно-направленных скважин также не будет иметь большого эффекта в связи с низким охватом по площади (такой вид скважин был опробован на месторождении аналоге V), бурение горизонтальных скважин в подобных условиях из сложившегося мирового опыта и положительного опыта разработки месторождений аналогов показывает себя наиболее эффективно и позволяет значительно увеличить охват по площади.

Также на месторождениях аналогах опробованы многоствольные скважины, которые показали себя эффективно, данный вид скважин позволяет достичь плановой эффективной проходки в расчлененном коллекторе и подключить

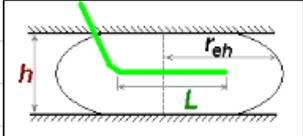
дополнительные пропластки, возможность снижения депрессии – минимизация прорыва воды. Однако стоимость бурения таких скважин на порядок выше, чем бурение горизонтальных скважин. Следовательно, далее системы разработки будут рассматриваться и обосновываться с учётом технологии горизонтального бурения скважин. Эффективное осуществление технологии строительство таких скважин возможно при нефтенасыщенной толщине больше 4 метров.

5.3. Обоснование длины горизонтального участка скважины.

Выбор оптимальной длины горизонтального ствола осуществлялся на основании аналитических расчётов произведенных в Excel. Аналитический расчёт включал, расчёт запускных дебитов по формуле Joshi-Economides (формула для расчёта запускных дебитов горизонтальных скважин при установившемся режиме):

$$Q = \frac{K_h h \Delta P}{18.41 \mu B_o \left\{ \underbrace{\ln \left[\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right]}_A + \underbrace{\frac{\beta h}{L} \ln \frac{\beta h}{(\beta + 1) r_c}}_B + S \right\}}$$

$$a = \frac{L}{2} \left[0.5 + \sqrt{0.25 + \left(\frac{2r_{eh}}{L} \right)^4} \right]^{0.5}$$

$$\beta = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}}$$


где K_h - проницаемость по горизонтали, K_v - проницаемость по вертикали, h - толщина продуктивного пласта, ΔP - перепад давления, μ - коэффициент динамической вязкости нефти, β - объемный коэффициент нефти, L - длина горизонтального ствола, r_c - радиус скважины, a - большая полуось эллипса дренирования, r_{eh} - радиус дренирования для горизонтальной скважины (условный радиус контура питания).

Расчёт производился при постоянных параметрах ФЕС, и при варьировании длины ГС от 100 м до 2000 м с шагом 100 м. На каждом шаге также просчитана удельная накопленная добыча нефти на скважину, с учётом темпа падения взятого с месторождения аналога V . Далее проводилась экономическая оценка включающая расчёт операционных затрат на бурение ГС с разными длинами и расчёт удельного параметра NPV на скважину.

В результате выявлена оптимальная длина горизонтального ствола - 1000 м, как представлено на рисунке 5.3.1.

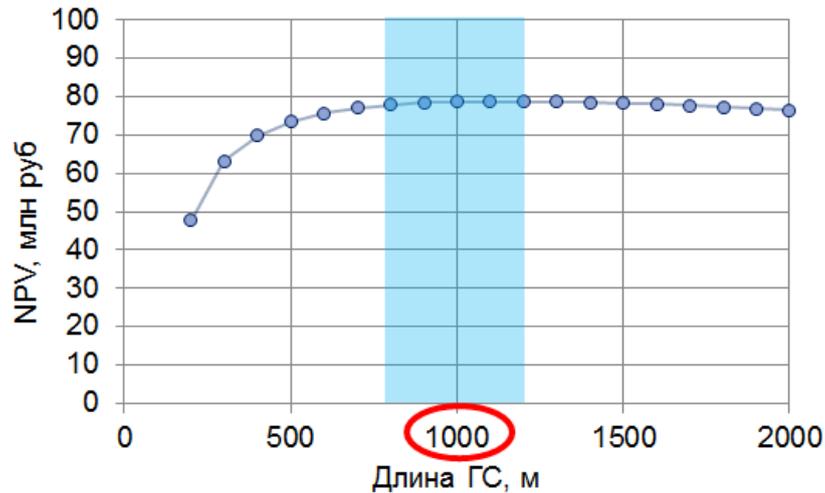


Рис. 5.3.1. Обоснование оптимальной длины горизонтальной скважины

5.4. Обоснование выбора системы размещения

Для обоснования и выбора системы разработки выполнены: анализ данных месторождений аналогов и серия аналитических расчётов произведенных в программном комплексе РН КИН в модуле “Система разработки”.

На месторождении аналоге V, на объектах Як-1, Як-3 разработка ведётся рядной и блочно-квартаной системой. Прогнозные КИН 0.32 и 0.4 соответственно, однако фактически на объекте Як-3 такой показатель не достигается, окружающие добывающие скважины сильно обводнились в связи с особенностями системы разработки. Таким образом неудачный опыт применения блочно-кубической системы на объекте Як-3 месторождения аналога не рекомендуется к использованию на подсчётом объекте Як-3. Следовательно в дальнейшем потенциально применимой системой разработки может являться рядная система.

В программном комплексе РН КИН “Система разработки” была произведена серия расчётов. В расчётах варьируемыми параметрами являлись: система разработки (рядная со смещением, семи-точечная, девяти точечная), межрядное расстояние от 250 м до 1000 м с шагом 250 м, меж скважинное расстояние от 250 м до 1000 м с шагом 250 м.

Результаты расчётов оценивались по принципу наибольшего NPV и КИН (рис. 5.4.1)

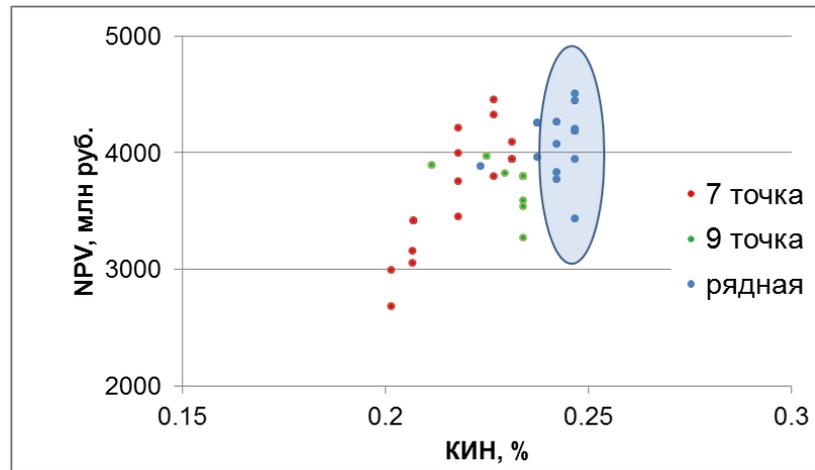


Рис. 5.4.1. Обоснование системы разработки.

Таким образом, оптимальной системой разработки является рядная система со смещением.

5.5. Обоснование режима работы скважин

Для обоснования режима работы скважин была построена мелкомасштабная модель. Размер модели составил 20 x 20 x 0.4 м, расчетная область - зона дренирования семи скважин (3 добывающих + 4 нагнетательных горизонтальных скважин) рисунок 5.5.1.

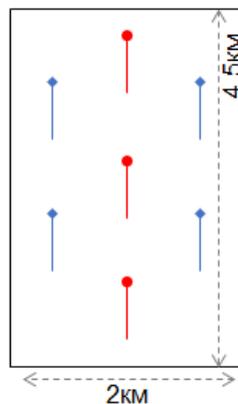


Рис. 5.5.1. Принципиальная схема размещения скважин

Слоистая неоднородность воспроизведена на основе ГСР, пористость 0.24 % также взята по средней ГСР на моделируемом участке. Проницаемость 127 мД в модели задавалась на основании зависимости полученной по результатам керновых исследований. Насыщение 0.49 пластов взято как распределение по зависимости от высоты над ВНК.

Результаты расчетов представлены на рисунке 5.5.2. зависимости накопленной добычи нефти от забойного давления. Оптимальным забойным давлением является 120 атм. Эксплуатация добывающих скважин рекомендуется при $P_{заб} = 120$ атм на обоих объектах, так как объекты Як-1 и Як-3 имеют близкие по значению геолого-физические характеристики. Однако режимы работы скважин могут быть изменены и уточнены в процессе эксплуатации объектов.

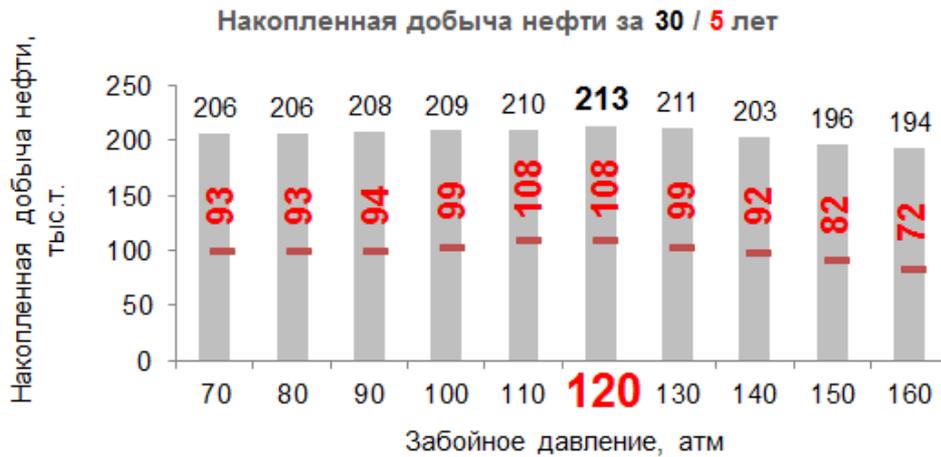


Рис. 5.5.2. Результаты реализаций мелкомасштабной ГДМ при различных депрессиях

5.6. Обоснование плотности сеток добывающих и нагнетательных скважин

Обоснование оптимальной плотности сетки скважин или меж рядного и меж скважинного расстояния происходило на основании расчётов проведённых на полномасштабной гидродинамической модели с учётом определённых условий эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин. Длина горизонтального ствола 1000 м, которая является оптимальной для разработки подсчётных объектов месторождения L. В гидродинамической модели при моделировании разработки добывающие скважины пластов Як-I, Як-III эксплуатируются с депрессией 4.8 МПа и 5.4 Мпа соответственно. При данных режимах эксплуатации скважин обеспечивается стабильная работа УЭЦН в случае с преждевременным прорывом газа. В период пробной эксплуатации рекомендуется определить оптимальный уровень забойного давления.

Нагнетательные скважины работают в режиме постоянного устьевого давления с заданными уровнями компенсации. Максимальное устьевое давление на нагнетательных скважинах не превышает 12 МПа.

Выбытие добывающих скважин из эксплуатации происходит при условии достижения обводнённости продукции 98%. Принятый в расчётах коэффициент эксплуатации скважин – 0.96.

Таким образом, все расчёты по обоснованию параметров системы разработки проводились с выше указанными свойствами. В расчётах варьируемыми параметрами являлись межрядное – **а** и межскважинное расстояние – **в**.

На объектах Як-I и Як-III была проведена серия расчетов, где **ахв** изменялись от 250 м до 1000 м с шагом 250 м, карты проектного фонда в приложении 17-22.

На основании расчётов проведенных на полномасштабной гидродинамической модели выявлено, что оптимальным межрядным и межскважинным расстоянием является 500 м на обоих объектах разработки.

Таблица 5.6.1.

Результаты обоснования плотности сетки на полномасштабной гидродинамической модели

	ЯК-I				ЯК-III			
	250x250	500x500	750x750	1000x1000	250x250	500x500	750x750	1000x1000
Фонд к бурению (наг/доб)	40/40	25/25	11/11	8/9	68/59	28/28	17/18	12/12
КИН	0,259	0,257	0,185	0,181	0,239	0,201	0,185	0,167
PI	1,03	1,06	0,56	0,39	0,44	0,46	0,35	0,15

5.7. Обоснование уровня компенсации

Компенсирующим мероприятием на объектах Як-1 и Як-3 является организация системы поддержания пластового давления. В качестве рабочего агента служит вода, как попутно добываемая, так и вода, добываемая из сеноманского водоносного горизонта.

Выбор оптимальной компенсации проводился на основании проведённых расчётов полномасштабной гидродинамической модели. Расчёт производился на 2 уровнях компенсации 1 и 1.2

Основные технологические показатели разработки объекта Як-1 при компенсации 1 и 1.2 представлены на рисунках 5.7.1-5.7.3.

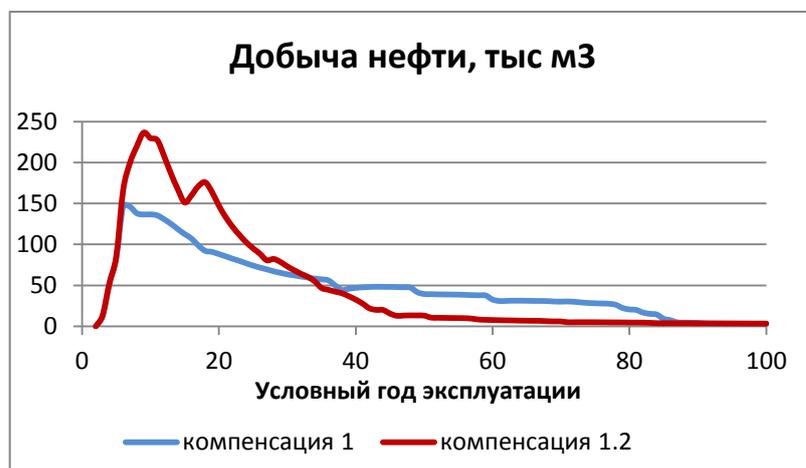


Рис. 5.7.1. Профиль добычи нефти при различных уровнях компенсации отборов.

Пласт Як-I

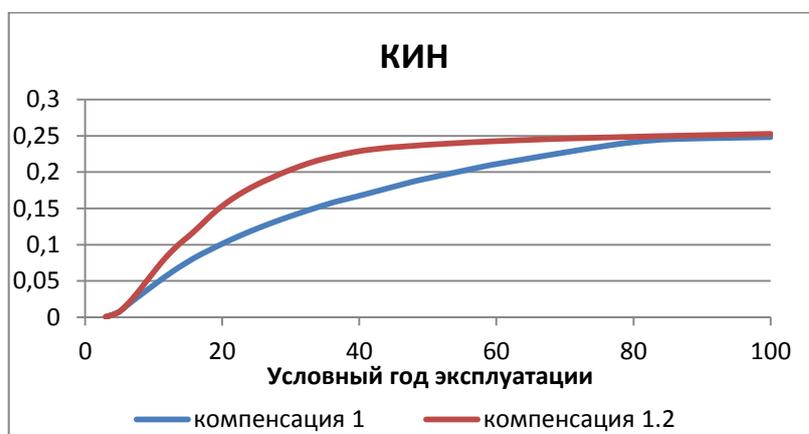


Рис. 5.7.2. КИН при различных уровнях компенсации отборов. Пласт Як-I

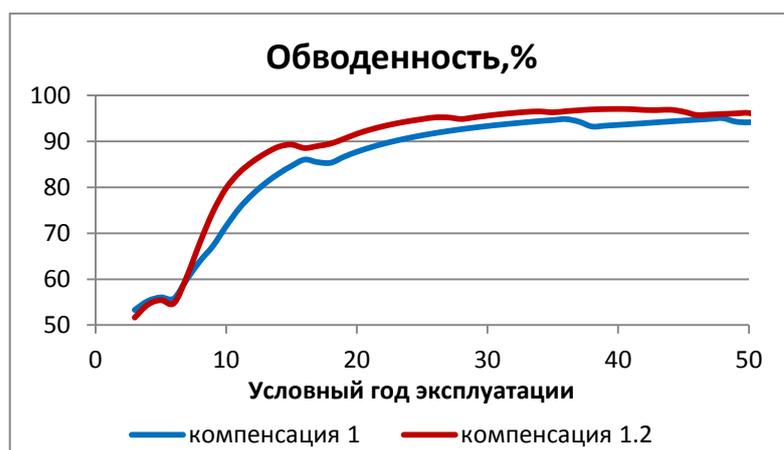


Рис. 5.7.3. Обводненность при различных уровнях компенсации отборов. Пласт Як-I

При не значительном увеличении процента обводненности, темп отбора при компенсации 1.2, выше чем при компенсации 1. Тем самым рекомендуемая компенсация 1.2

Аналогическая ситуация складывается на объекте разработке Як-3 – рисунки 5.7.4.-5.7.6.

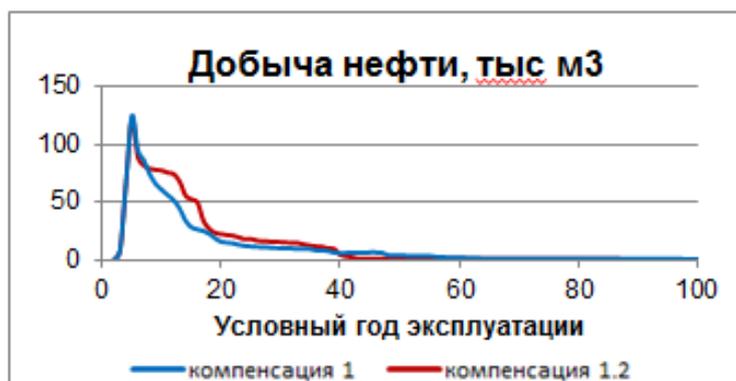


Рис. 5.7.4. Профиль добычи нефти при различных уровнях компенсации отборов.

Пласт Як-III

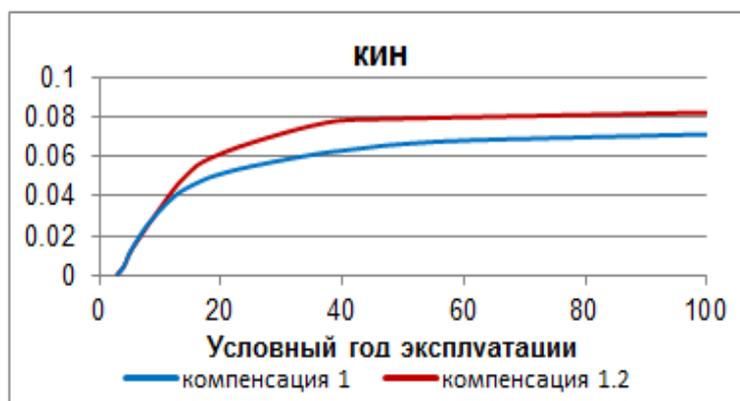


Рис. 5.7.5. КИН при различных уровнях компенсации отборов. Пласт Як-III



Рис. 5.7.6. Обводненность при различных уровнях компенсации отборов.

Пласт Як-III

При не значительном увеличении процента обводненности, темп отбора при компенсации 1.2, выше чем при компенсации 1. Тем самым рекомендуемая компенсация 1.2

5.8. Варианты разработки месторождения L

Вариант 1

Объект Як-I – система разработки рядная со смещением, длина горизонтальных скважин – 1000 м, плотность сетки - 30 га/скв. Эксплуатационный фонд составляет 44 скважин, в том числе: добывающих скважин - 23, нагнетательных – 21. Карта проектного фонда в Приложении 23.

Объект Як-III – система разработки рядная со смещением, длина горизонтальных скважин – 1000 м, плотность сетки - 35 га/скв. Эксплуатационный фонд составляет 56 скважин, в том числе: добывающих скважин - 28, нагнетательных – 28. Карта проектного фонда в Приложение 24.

Вариант 2

В целях улучшения экономических показателей разработки объектов Як-1 и Як-3, был разработан вариант с бурением многоствольных скважин. Поскольку объекты имеют близкие геолого-физические характеристики, то технология многоствольного бурения позволит производить одновременно отдельную эксплуатацию этих объектов.

Объект Як-I – система разработки рядная со смещением, длина горизонтальных скважин – 1000 м, – плотность сетки - 30 га/скв.

Эксплуатационный фонд составляет 44 скважин, в том числе: добывающих горизонтальных скважин - 6, нагнетательных горизонтальных – 6, добывающих многоствольных скважин ОРД - 17, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 15. Карта проектного фонда в Приложение 24.

Объект Як-III – система разработки рядная со смещением, длина горизонтальных скважин – 1000 м, – плотность сетки - 33 га/скв. Эксплуатационный фонд составляет 56 скважин, в том числе: добывающих горизонтальных скважин - 11, нагнетательных горизонтальных – 13, добывающих многоствольных скважин ОРД - 17, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 15. Карта проектного фонда в Приложение 25.

Вариант 3

Вариант 3, также предусматривает бурение многоствольных скважин на два подсчётных объекта для одновременно раздельной эксплуатации. Однако в данном варианте проведена дополнительная оптимизация фонда. Оптимизация выполнена на основании результатов расчёта гидродинамической модели (низкие добычные показатели скважин за весь период эксплуатации) и по принципу наличия зон с низкой плотность запасов. В большей степени оптимизации был подвержен объект Як-I. Карты плотности подвижных запасов и результаты оптимизации фонда приведены в Положении 27-28.

Объект Як-I – система разработки рядная со смещением, длина горизонтальных скважин – 1000 м, – плотность сетки - 28 га/скв. Эксплуатационный фонд составляет 39 скважин, в том числе: добывающих горизонтальных скважин - 6, нагнетательных горизонтальных – 5, добывающих многоствольных скважин ОРД -14, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 14. Карта проектного фонда в Приложение 29.

Объект Як-III – система разработки рядная со смещением, длина горизонтальных скважин – 1000 м, – плотность сетки - 31 га/скв. Эксплуатационный фонд составляет 42 скважин, в том числе: добывающих горизонтальных скважин - 6, нагнетательных горизонтальных – 8, добывающих

многоствольных скважин ОРД - 14, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 14. Карта проектного фонда в Приложение 30.

5.9. Технологические показатели вариантов разработки

Расчёт технологических показателей с помощью гидродинамического моделирования был проведён для 3-х вариантов разработки месторождения на период полного развития.

Вариант 1. Рядные системы разработки с горизонтальными скважинами длиной 1000 м на нефтегазовых пластах группы Як с расстоянием между рядами скважин – 500 м. В данном варианте добыча нефти ведется 46 добывающими скважинами и 47 нагнетательными

Объект Як-I

- Общий фонд скважин -37, в т. ч. добывающих – 18 скв. нагнетательных 17 скв.);
- Фонд скважин для бурения – 37;
- Проектные уровни добычи нефти - 4030 тыс. т. добычи газа – 1 300 млн. м³ добычи жидкости – 10252 тыс. т.;
- Накопленная добыча нефти – 4 306 тыс. т;
- Накопленная добыча жидкости– 54 982 тыс. т;
- Накопленная добыча растворенного газа –1 300 млн. м³;
- КИН – 0.220, Кохв – 0.363;
- Проектный срок разработки – 100 лет.

Объект Як-III

- Общий фонд скважин -56, в т. ч. добывающих – 28, нагнетательных - 28;
- Накопленная добыча нефти – 1 813 тыс. т;
- Накопленная добыча жидкости– 36 204 тыс. т
- Накопленная добыча растворенного газа –3 200 млн. м³;
- КИН – 0.1 , Кохв – 0.244;
- Проектный срок разработки – 100 лет.

Всего по месторождению:

- Общий фонд скважин - 100, в т. ч. горизонтальных добывающих – 46, горизонтальных нагнетательных 47, разведочных – 1, водозаборных – 7;
- Фонд скважин для бурения - 100, в т. ч. горизонтальных добывающих – 46, горизонтальных нагнетательных 47, разведочных – 1, водозаборных – 7;
- Накопленная добыча нефти – 6 119 тыс. т;
- Накопленная добыча жидкости– 91 186 тыс. т
- Накопленная добыча растворенного газа – 4 500 млн. м³;
- КИН – 0.15, Кохв – 0.348;
- Проектный срок разработки – 100 лет.

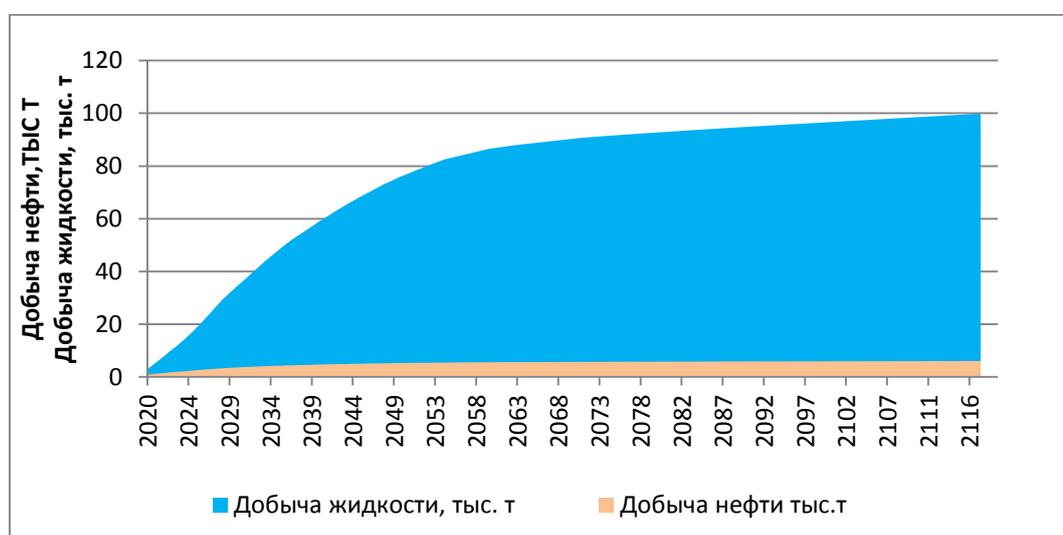


Рис. 5.9.1. Технологические показатели разработки месторождения вариант 1

Вариант 2. Рядные системы разработки с горизонтальными скважинами длиной 1000 м на нефтегазовых пластах группы Як с расстоянием между рядами скважин – 500 м. В данном варианте добыча нефти ведется 51 добывающими скважинами и 49 нагнетательными

Объект Як-1

- Общий фонд скважин -44, в т. ч. Добывающих горизонтальных – 6 скв. нагнетательных горизонтальных 6 скв. добывающих многоствольных скважин ОРД - 17, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 15 скв.;
- Фонд скважин для бурения – 44.
- Накопленная добыча нефти – 9 758 тыс. т;
- Накопленная добыча жидкости– 61 951 тыс. т

- Накопленная закачка воды 70 104 тыс. т
- Накопленная добыча растворенного газа –1 335 млн. м³;
- КИН – 0.252, Кохв – 0.474;
- Проектный срок разработки – 100 лет.

Объект Як-III

- Общий фонд скважин -56, в т. ч. добывающих горизонтальных – 11 скв. нагнетательных горизонтальных 13 скв. добывающих многоствольных скважин ОРД -17, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 15 скв.;
- Фонд скважин для бурения – 56.
- Накопленная добыча нефти – 1 455 тыс. т;
- Накопленная добыча жидкости– 27 884 тыс. т
- Накопленная закачка воды 41 120 тыс. т
- Накопленная добыча растворенного газа –3 060 млн. м³;
- КИН – 0.1, Кохв – 0.354;
- Проектный срок разработки – 100 лет.

Всего по месторождению:

- Общий фонд скважин - 107, в т. ч. горизонтальных добывающих – 17, горизонтальных нагнетательных 19 , добывающих многоствольных скважин ОРД - 17, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 15 скв., разведочных – 1, водозаборных – 7;
- Фонд скважин для бурения - 107, в т. ч. горизонтальных добывающих – 17, горизонтальных нагнетательных 19 , добывающих многоствольных скважин ОРД 17, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 15 скв разведочных – 1, водозаборных – 7;
- Накопленная добыча нефти – 11 213 тыс. т;
- Накопленная добыча жидкости– 89 835 тыс. т
- Накопленная закачка воды 111 224 тыс. т
- Накопленная добыча растворенного газа – 4 395 млн. м³;
- КИН – 0.175, Кохв – 0.392;
- Проектный срок разработки – 100 лет.

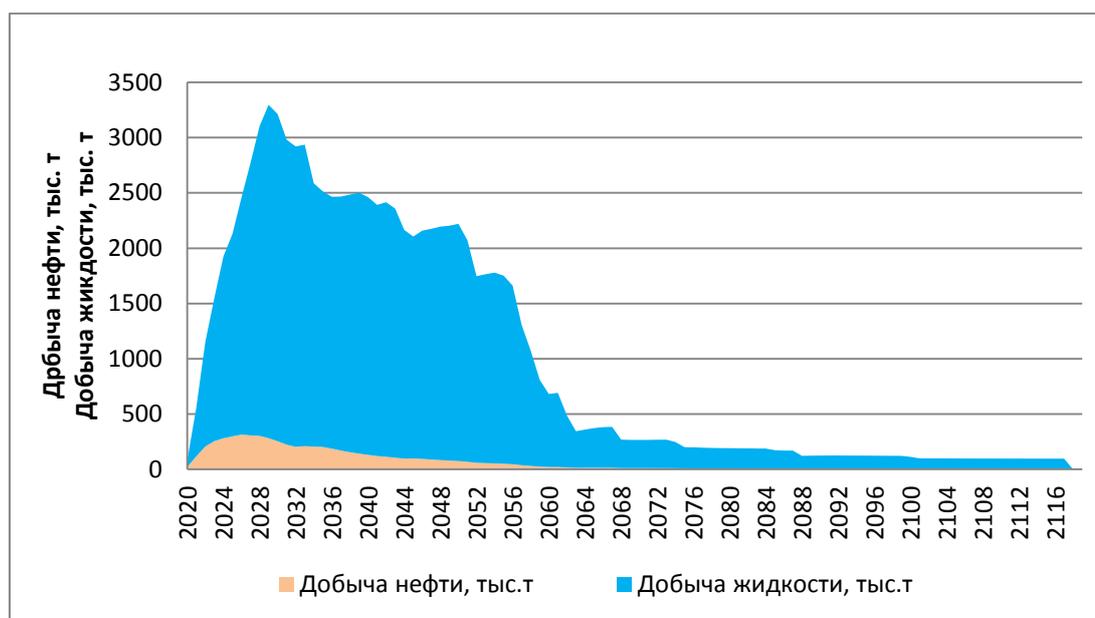


Рис. 5.9.2. Технологические показатели разработки месторождения вариант 2
Вариант 3. Рекомендуемый вариант разработки.

Рядные системы разработки с горизонтальными скважинами длиной 1000 м на нефтегазовых пластах группы Як с расстоянием между рядами скважин – 500 м. В данном варианте добыча нефти ведется 51 добывающими скважинами и 49 нагнетательными

Объект Як-I

- Общий фонд скважин - 39, в т. ч. добывающих горизонтальных – 6 скв. нагнетательных горизонтальных 5 скв. добывающих многоствольных скважин ОРД - 14, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 14 скв.);
- Фонд скважин для бурения – 39.
- Накопленная добыча нефти – 9 761 тыс. т;
- Накопленная добыча жидкости– 117 506 тыс. т
- Накопленная закачка воды 111 367 тыс. т
- Накопленная добыча растворенного газа –1 969 млн. м³;
- КИН – 0.252, Кохв – 0.468;
- Проектный срок разработки – 100 лет.

Объект Як-III

- Общий фонд скважин - 42, в т. ч. добывающих горизонтальных – 6 скв. нагнетательных горизонтальных 8 скв., добывающих многоствольных скважин ОРД -14, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ– 14 скв.;
- Фонд скважин для бурения – 42.
- Накопленная добыча нефти – 5 993 тыс. т;
- Накопленная добыча жидкости– 69 906 тыс. т
- Накопленная закачка воды 81 038 тыс. т
- Накопленная добыча растворенного газа –3 136 млн. м³;
- КИН – 0.21, Кохв – 0.37;
- Проектный срок разработки – 100 лет.

Всего по месторождению:

- Общий фонд скважин - 88, в т. ч. горизонтальных добывающих – 12, горизонтальных нагнетательных 13 , добывающих многоствольных скважин ОРД - 14, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 14 скв., разведочных – 1, водозаборных – 7;
- Фонд скважин для бурения - 88, в т. ч. горизонтальных добывающих – 12, горизонтальных нагнетательных 13 , добывающих многоствольных скважин ОРД - 14, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 14 скв., разведочных – 1, водозаборных – 7;
- Накопленная добыча нефти – 15 754 тыс. т;
- Накопленная добыча жидкости– 187 412 тыс. т;
- Накопленная закачка воды 192 405 тыс. т;
- Накопленная добыча растворенного газа – 5 105 млн. м³;
- КИН – 0.235, Кохв – 0.42;
- Проектный срок разработки – 100 лет.

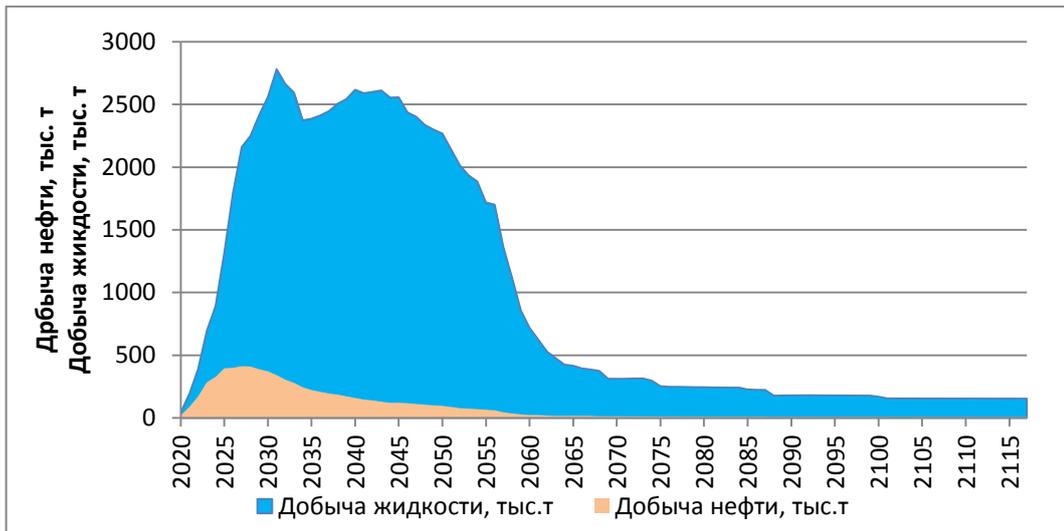


Рис. 5.9.3. Технологические показатели разработки месторождения вариант 3

Бурение новых эксплуатационных и разведочных скважин позволит уточнить геологическое строение залежей, степень прерывистости пласта, приемистость нагнетательных скважин, продуктивность добывающих скважин, фильтрационно-емкостные и физико-гидродинамические характеристики объектов разработки, а также состав и физико-химические свойства пластовых жидкостей и газа.

6. БУРЕНИЕ СКВАЖИН

6.1. Выбор типовой конструкции скважины

При бурении скважин на месторождении L до проектной глубины возможны следующие осложнения:

- в интервале залегания многолетнемерзлых пород (ММП) возможны: обвалы, осыпи стенки ствола, интенсивное кавернообразование, приводящие к прихвату бурильной колонны;
- недоспуск обсадных колонн до проектной глубины, недоподъем тампонажного раствора за кондуктором, смятие обсадных колонн при обратном промерзании в случае длительного простоя скважины;
- примерзание спускаемых обсадных колонн к стенке ствола скважины в интервале залегания ММП в зимний период.

6.2. Конструкция скважин

В соответствии с глубинами спуска обсадных колонн определяются типы буровых установок, типы применяемых компоновок бурильного инструмента.

Конструкция скважин должна обеспечивать:

- проводку скважины до проектной глубины;
- рациональное вскрытие продуктивных горизонтов;
- предупреждение осложнений в процессе бурения;
- минимизация затрат на строительство скважин;
- предупреждение растепления устья скважин;
- охрану недр путем надежного разобщения флюидосодержащих горизонтов друг от друга для предупреждения перетоков нефти, газа и минерализованных вод между пластами или выхода их на дневную поверхность.

Выбор конструкции скважин необходимо осуществлять в соответствии с требованиями документа «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», 2013 г., а также согласно требованиям руководящего документа «Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления» (РД-39-009-90). При

этом должен учитываться опыт строительства разведочных скважин на месторождении L.

Необходимое количество обсадных колонн и глубины установки их башмаков определять на основании графика градиентов пластового (порового) давления и давления гидроразрыва пластов, прочности и устойчивости горных пород для условий месторождения L. Диаметры промежуточных обсадных колонн и долот необходимо выбирать с учетом обеспечения оптимального диаметра эксплуатационной колонны и допустимых зазоров между стволом скважины и обсадными трубами, при которых обеспечивается свободный спуск обсадных колонн, прохождение КНБК внутри обсадной колонны, надежное разобщение пластов тампонажными материалами.

Таблица 6.2.1.

Рекомендуемая конструкция скважины для бурения на продуктивный горизонт яковлевский Як-I-VI с горизонтальным участком

Назначение колонны	Диаметр, мм		Интервал спуска		Высота поднятия цемента
	Долота	колонны	По вертикали	По стволу	
1	2	3	4	5	6
Кондуктор	295	245	0-750	0-750	До устья
Эксплуатационная колонна	220	178	0-1771	0-1969	В соответствии с геологическими условиями
Хвостовик	152	114	1669-1773	1719-3007	Не перфорируемая часть

Приведенные конструкции скважин дают возможность забуривания боковых стволов в эксплуатационной колонне 178 мм на нефтяные пласты яковлевской свиты.

По своему назначению обсадные колонны должны обеспечивать:

- кондуктор - перекрытие интервала залегания ММП, оборудование противовыбросового оборудования - ПВО;
- эксплуатационная колонна - изоляцию продуктивного пласта для качественного испытания и последующей эксплуатации (транспортный ствол);

- хвостовик в горизонтальном стволе - эксплуатацию вскрытых продуктивных пластов (фильтровая часть).

С целью обеспечения применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации объектов необходимо строительство многоствольных скважин 5-го уровня по ТАМЛ с горизонтальным окончанием на продуктивные пласты Як-I и Як-III. Многоствольные скважины имеют основной ствол на пласт Як-III и дополнительный ствол на пласт Як-I. Точка разветвления ствола МСС выше пласта. Основной и дополнительный стволы обсажены и зацементированы (технологическое оборудование для добычи крепится с использованием пакеров). Сочленение герметично и зацементировано.

6.3. Цементирование обсадных колонн

Цементирование обсадных колонн для скважин на объекты эксплуатации Як-I-VI, рекомендуется производить двумя порциями тампонажных растворов:

Для добывающих скважин рекомендуется применение заколонных пакеров типа ПГП.178 (пакер гидравлический проходной) для эксплуатационных колонн 178 мм.

Цементирование эксплуатационных колонн рекомендуется производить двумя порциями цементных растворов:

- в интервале башмак эксплуатационной колонны - 300 м выше башмака 245 мм колонны цементным раствором плотностью 1,80 - 1,85 г/см³;
- в интервале 300 м выше башмака кондуктора – до высоты, определяемой геологическими условиями скважины облегченным цементным раствором плотностью 1,60 – 1,65 г/см³ с применением сухих кольматирующих добавок, буферных реагентов и расширяющих цементных смесей.

Для цементирования эксплуатационной колонны предусмотреть применение рецептуры цементной системы низкой плотности для проведения цементирования в одну ступень, с добавкой для предотвращения миграции газа.

Цементирование обсадных колонн диаметром 245 мм рекомендуется производить двумя порциями цементных растворов:

- в интервале 750 - 300 м цементным раствором плотностью 1,80 - 1,85 г/см³;

- в интервале 300 - 0 м облепченным цементным раствором плотностью 1,60 – 1,65 г/см³.

Для оценки качества цементирования эксплуатационных колонн рекомендуется метод с использованием акустического сканера.

Рекомендуются к применению современные методы и системы заканчивания скважин. Перед планируемым спуском хвостовика необходимо проведение геофизических исследований открытого ствола скважины: замер профиля притока в открытом продуктивном стволе скважины. После измерения профиля притока определяется конструкция хвостовика: расстояние между разбухающими пакерами, диаметры штуцеров и общая длина хвостовика. В противном случае, установка хвостовика может не дать предлагаемого эффекта при эксплуатации скважины.

6.4. Заканчивание скважин

Согласно проекту разработки предусмотрено бурение горизонтальных скважин и многоствольных скважин с окончанием 1000 м.

В целях улучшения экономических показателей разработки объектов, планируется в рекомендуемом варианте бурение многоствольных скважин в количестве 307 штук. Многоствольные скважины должны иметь особый тип закачивания TAML 5 который позволит эксплуатировать объекты одновременно. (Рис. 6.4.1.)

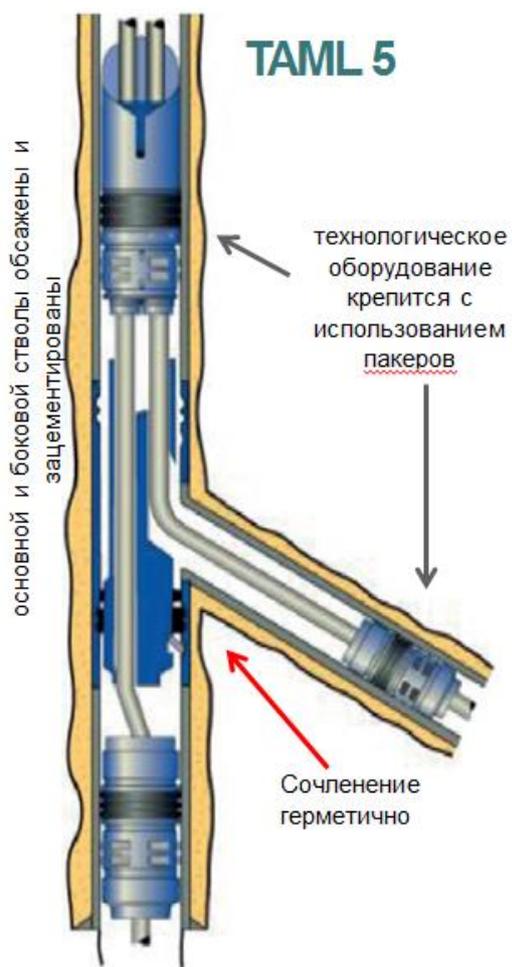


Рис. 6.4.1. Конструкция закачивания по типу TAML 5

7. ПРОГРАММА ДОИЗУЧЕНИЯ И ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

7.1. ОПЭ

Разработка м/р L предусмотрена в два этапа:

1. В период с 2021г. по 2023г. предусматривается опытно-промышленная эксплуатация кустовой площадки №1;
2. С 2023 года предусматривается промышленная эксплуатация промысла.

Целями и задачами пробной эксплуатации являются:

- уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для подсчета запасов углеводородов;
- построение адресной геологической модели месторождения;
- обоснование режима работы залежей;
- выделение эксплуатационных объектов;
- оценка перспектив развития добычи нефти, газа и конденсата месторождения.

Ключевое место в проекте пробной эксплуатации отводится программе проведения исследовательских работ.

В период ОПЭ планируется опробование строительства многоствольных скважин 5-го уровня по ТАМЛ в условиях месторождения L на пласты Як-I, Як-III и использование устройств контроля притока на скважинах с целью оценки их эффективности в условиях Яковлевских отложений и последующего их внедрения для снижения обводненности и ГФ скважин, а так же выравнивания профиля притока нефти.

На основании результатов расчётов была выбрана скважина кандидат, в которой планируется оборудовать заканчивание скважины установкой контроля притока жидкости. В качестве кандидата выбрана скважина 307. Скважина 307 эксплуатирует одновременно оба объекта, расположена в подгазовых зонах и в результате чего подвержена прорыву газа из газовой шапки (Рис. 7.1-7.2)

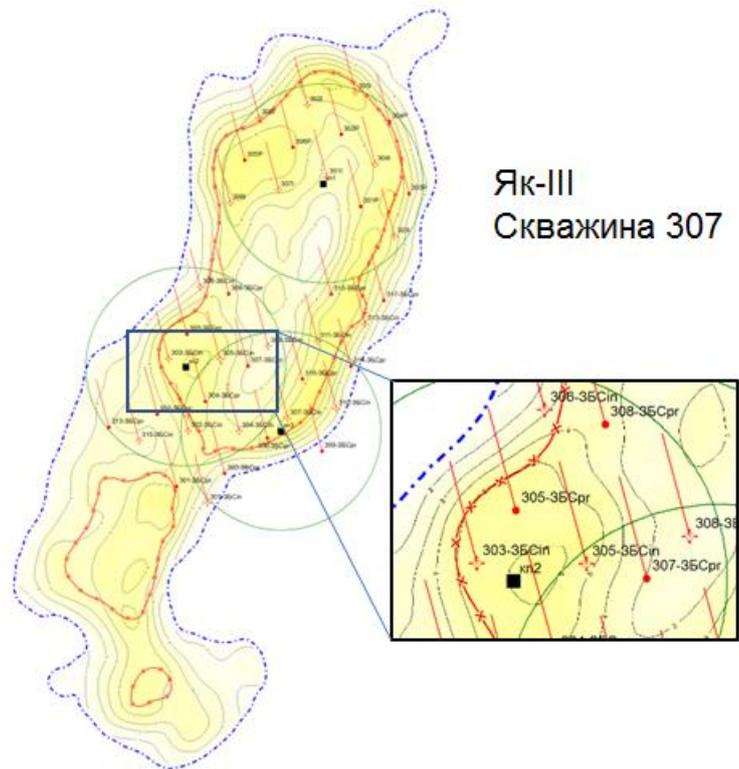
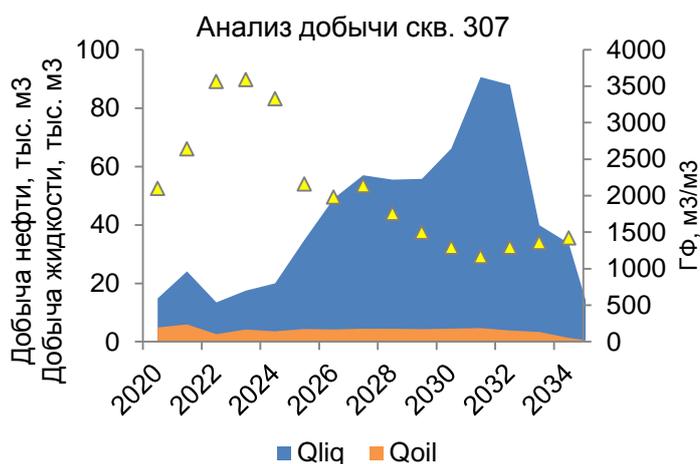


Рис. 7.1.1. Расположение скважины 307 на объекте Як-3



Рис. 7.1.2 Расположение скважины 307 на объекте Як-1

Анализ добычи показывает, что по скважине 307 происходит быстрый прорыв газа из газовой шапки порядка 3500 м³/м³ газовый фактор. А также скважина обводняется в первые года эксплуатации до 70%.



В таком случае заканчивание скважины планируется оборудовать автоматическим устройством контроля притока AICV, которое позволит контролировать приток в скважину отключая зоны прорыва воды или газа (Рис.7.3)

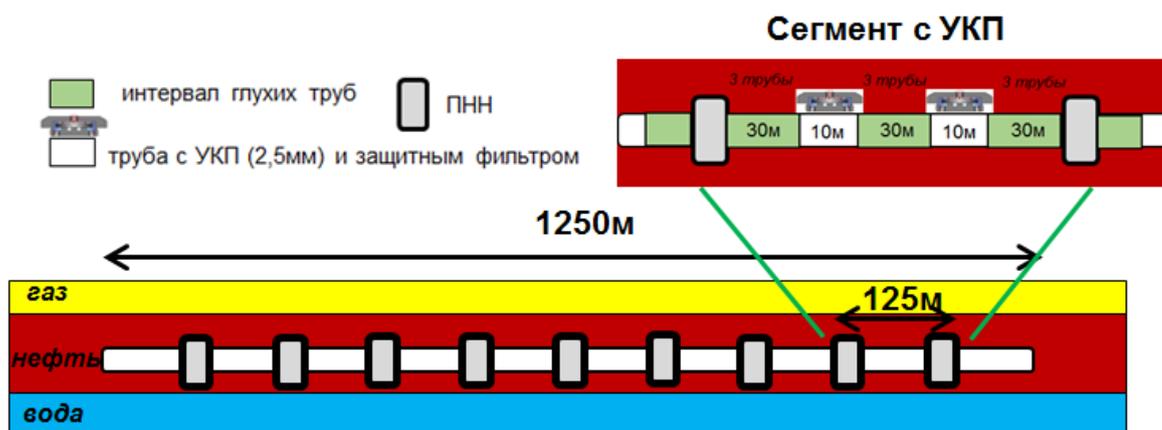


Рис.7.3. Типовая конструкция установки контроля притока

В случае успешной реализации ОПР, рекомендуется тиражирование данного мероприятия на скважины находящиеся в под газовой зоне подверженные прорыву газа и подтягиванию контура воды.

В условиях месторождения L (по аналогии с месторождением V) первоочередной задачей по мере разработки будет являться установление источников и причин обводнения и увеличения газовых факторов добывающих скважин, анализ фильтрационных потоков в продуктивных пластах, выявление работающих интервалов добывающих скважин с горизонтальным окончанием.

Основными источниками получения необходимых данных являются гидродинамические и промыслово-геофизические исследования, а также физико-химические методы исследования продукции скважин.

Действующие скважины необходимо исследовать в комплексе геолого-промысловыми, гидродинамическими, геофизическими и физико-химическими методами согласно действующего РД 153-39.0-109-01, который соответствует минимальному объему исследования.

7.2. Разведка

Рекомендуется продолжить геолого-разведочные работы на севере залежи, где отмечается поднятие структуры по отражающему сейсмическому горизонту (Рис. 7.2.1.). Для установления наличия/ отсутствия нефте- и/ или газоносного района рекомендуется бурение разведочной скважины.

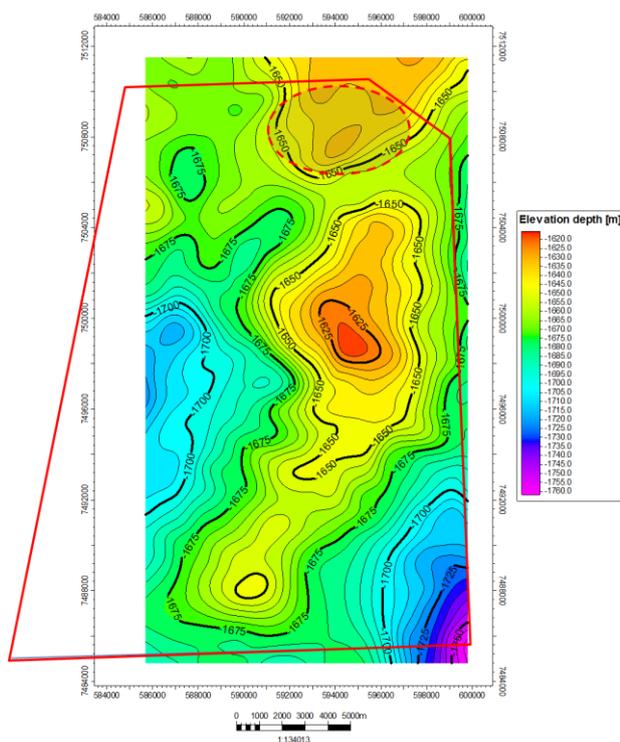


Рис. 7.2.1. Структурная карта Як-1

8. ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

8.1. Существующее положение по обустройству месторождения

На 01.06.2019 в пределах месторождения пробурено 16 поисково-разведочных скважины.

Объекты подготовки и транспорта газа, конденсата и нефти на месторождении L отсутствуют.

Месторождение расположено в районе со слабо развитой инфраструктурой. Схема расположения месторождения L в границах лицензионного участка представлена на рисунке 1.1.

Действующий магистральный нефтепровод «V- Пурпе» находится на расстоянии 11 км.

Энергетические потребности на данном этапе не обеспечиваются.

Территория находится в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП). На температурных замерах в поисковых и разведочных скважинах месторождения установлено, что нижняя граница распространения вечной мерзлоты варьирует в широких пределах: от 289 м до 549 м. Под действием солнечного тепла в летний период происходит формирование сезонно талого слоя грунтов. Минимальные глубины оттаивания грунтов фиксируются в увлажненных торфяниках и суглинках. Максимум протаивания грунтов наблюдается в песчаных и супесчаных разностях.

8.2. Проектные решения по обустройству месторождения

Профиль дизайн загрузки основных объектов по подготовке нефти месторождения L представлен на рисунке 7.2.1. Концепция обустройства месторождения L выполнена с учётом следующих исходных данных:

1. Разработка месторождения L предусмотрена в два этапа:

- В период с 2021г. по 2023г. предусматривается опытно-промышленная эксплуатация кустовой площадки №1;
- С 2023 года предусматривается промышленная эксплуатация промысла.

2. Максимальные уровни добычи нефти, жидкости, ПНГ, природного газа и закачки воды в систему ППД на весь период разработки:

- Максимальный уровень добычи нефти 412.74 тыс. м³/год в 2029г.;
- Максимальный уровень добычи жидкости 2781.69 тыс.м³/год в 2033г.;
- Максимальный уровень добычи ПНГ 300.02 млн.м³/год в 2024г.;
- Максимальный уровень закачки воды в систему ППД 3164.83 тыс.м³/год в 2031 г.

3. Формирование концепции обустройства по каждому из варианту предусматривает различные сценарные условия:

- Подготовка добываемой нефти до товарного качества на МУПН с последующей сдачей в магистральный нефтепровод «V-Пурпе» (вариант №1);

- Транспорт добываемой ГЖС под устьевым давлением на УПСВ-Л, располагаемую в непосредственной близости с УПСВ-Юг V месторождения (вариант №2);

- Транспорт добываемой ГЖС на месторождение V с целью дальнейшей подготовки до товарного качества с помощью автоцистерн с прицепами (вариант №3).

4. Максимальное рабочее давление на устьях нефтяных добывающих скважин принято 4,0 Мпа

5. Минимальное рабочее давление на устьях водонагнетательных скважин принято 12,0 Мпа

6. Скорость ГЖС принята не более 5 м/с включительно, согласно ВР1-01-03-М0090 Методические указания Компании «Долгосрочное планирование разработки месторождений с учётом экономических параметров».

7. Входное давление на УПН при проведении гидравлического расчёта нефтесбора принято 0,8 МПа с целью обеспечения условий транспортировки газа в сжатом состоянии и требований по скоростям движения ГЖС в нефтегазосборных коллекторах (до 5 м/с).

8. Давление воды на выходе БКНС месторождения L при проведении гидравлического расчёта закачки воды в систему ППД месторождения L принято 13,0 МПа.

9. Входное давление начальной точки газопровода «УПСВ-Юг – ЦПС», находящаяся на площадке месторождения V, при проведении гидравлического расчёта газосбора принято 2,25 МПа.

10. Гидравлические расчёты трубопроводов Лодочного месторождения выполнены в программном комплексе «PIPESIM».

11. Обеспечение надежного и безопасного сбора добываемой продукции и применение герметизированной системы добычи, сбора и транспорта продукции скважин на единую промышленную площадку.

12. С целью необходимой точности измерения добываемой продукции, обеспечение на кустах нефтяных скважин поочерёдного замера дебита скважин с помощью автоматических групповых замерных установок (АГЗУ), соответствующих требованиям ГОСТ 8.615-2005.

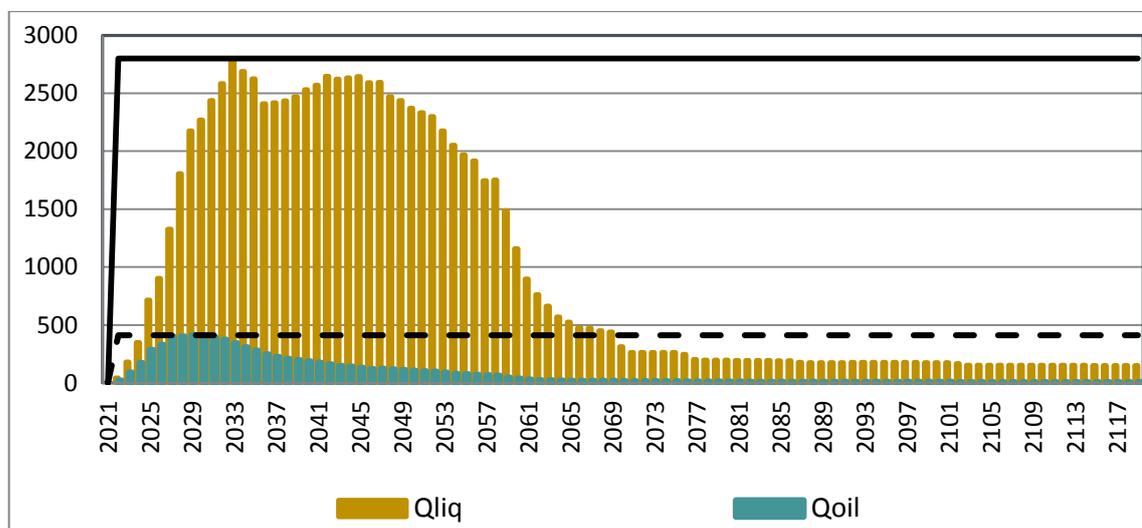


Рис. 8.2.1. Профиль дизайн загрузки основных объектов по подготовке нефти месторождения L

8.3. Рекомендации к системе сбора продукции скважин

Система сбора и подготовки продукции скважин должна отвечать следующим требованиям:

1. обеспечение контроля над процессом разработки;

2. обеспечение непрерывной добычи и сбора продукции скважин;
3. надёжности и экологической безопасности;
4. герметизация на всём пути движения эмульсии и промышленной подготовки конденсата и газа;
5. обеспечение минимизации аварийных ситуаций и безопасных условий труда;
6. обеспечение возможности автоматического или ручного отбора проб;

Основным критерием при выборе трассы трубопроводов является оптимизация транспорта продукта, минимальные капитальные затраты при минимизации ущерба, причиняемого окружающей природной среде и обеспечение высокой надёжности и безаварийности трубопроводов в период эксплуатации.

Основными ограничениями для яковлевского горизонта являются: вечная мерзлота в интервале (0-550 м), повышенный вынос песка с высоким процентом кварца, наличие подстилающих вод и газовой шапки.

Основные мероприятия, направленные на продление срока службы трубопроводов, это:

- соблюдение требований по периодичности осмотров, ревизий и испытаний трубопроводов;
- своевременная и качественная диагностика состояния трубопроводов;
- регулярная очистка трубопроводов;
- своевременный вывод в ремонт.

На стадии эксплуатации необходима комплексная система мониторинга, обеспечивающая постоянный контроль как за техническим состоянием трубопровода, так и за экологической обстановкой на прилегающей к трассе территории.

Выполнение этих мероприятий позволяет максимально продлить срок службы трубопровода и исключить (или сократить) риск отказов, аварий и разливов.

Для обеспечения безгидратного режима эксплуатации скважин и трубопроводов системы сбора газа от кустов скважин до площадки УКПГ в качестве ингибитора гидратообразования используется метанол.

Наиболее очевидными ориентирами при оптимизации вариантов обустройства являются:

- минимизация количества площадочных промысловых объектов (особенно в удаленных от центральной базы труднодоступных зонах);
- минимизация размеров отсыпных площадок под промысловые объекты;
- минимизация количества и металлоемкости внутрипромысловых трубопроводов;
- минимизация количества переходов внутрипромысловых трубопроводов через водные преграды;
- минимизация встречных потоков добываемой пластовой воды и воды, подаваемой на закачку в пласт;
- минимизация плеча транспортировки продукции скважин под собственным устьевым давлением;
- минимизация количества обслуживающего персонала.

8.4. Система сбора и промысловой подготовки продукции скважин

Прокладка нефтесборных трубопроводов, водоводов, газопроводов, ЛЭП, дорог предусматривается в едином коридоре коммуникаций ввиду следующих причин:

- сокращения капитальных затрат;
- упрощения технологии контроля, обслуживания и ремонта объектов;
- уменьшения площадей землеотвода и воздействия на окружающую среду.

Поскольку территория месторождения располагается в арктической зоне, характеризующейся низкими среднегодовыми температурами, сплошным распространением вечномёрзлых пород поверхностное оборудование должно быть в климатическом исполнении.

Трубопроводы прокладываются надземно, на эстакадах на хомутовых опорах с «П»- или «Z»-образными компенсаторами. Высота до низа трубы принята выше уровня снегового покрова и не менее 1 м. На путях перегонов оленей и в местах проезда техники предусмотрены наземные переходы. Для поддержания температуры транспортируемой продукции нефтесборные трубопроводы, водоводы

высокого давления, газопроводы проходящие в одном коридоре коммуникаций размещаются в едином теплоизолирующем коробе. В качестве теплоизоляции используются скорлупы и сегменты из пенополиуретана в гидрозакитной оболочке. Также предусматривается применение греющего кабеля в целях снижения теплотерь транспортируемой жидкости.

Гидравлический расчет системы сбора выполнен на год максимальной добычи жидкости, исходя из условий, представленных в таблице 8.4.1.

Таблица 8.4.1.

Условия и параметры добычи жидкости

Параметры	Значения по пластам	
	ЯК-I	ЯК-III
Рабочее давление на устье скважин, Мпа	До 4,0	
Температура на устье скважин, °С	20	
Обводненность, %	От 20 до 98	
Газовый фактор, м3/ м3	От 53 до 1600	
Плотность безводной нефти, кг/м3	890	
Вязкость нефти при плюс 20°С, мПа*с	46	

Содержание серы в нефтях составляет 0,12 % и по количеству нефти относят к типу малосернистых. По количеству парафинов нефти классифицируются как малопарафинистые, их содержание равно 0,45 %.

По результатам выполненных гидравлических расчетов в системе нефтесбора используются трубопроводы диаметрами 219 – 530 мм. Протяженности трубопроводов приведены в таблице 8.4.2 и показаны на рисунке 8.4.1.

Расчетные параметры трубопроводов рекомендуемой системы сбора продукции скважин

Участок	Протяженность, м	Толщина стенки, мм	Внешний диаметр, мм
B_1	2700	8	273
B_2	800	13	426
B_3	700	6	219
B_4	1500	9	325
B_5	100	15	530

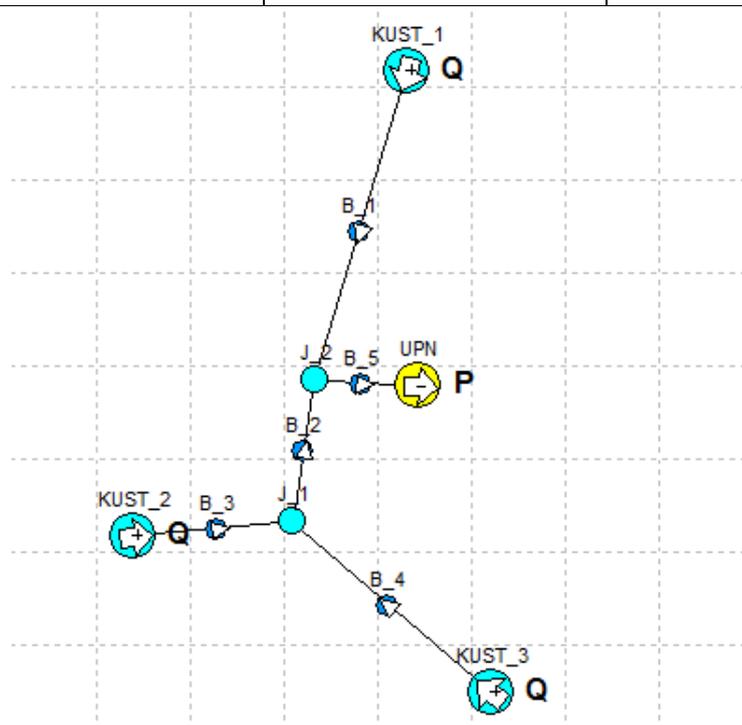


Рис. 8.4.1. Схема трубопроводов выполненная в «PIPESIM»

Сооружением по измерению продукции скважин на кустовой площадке является АГЗУ. АГЗУ выполнены в климатическом исполнении, оборудованы системами электрического освещения, обогрева, принудительной и естественной вентиляции.

Помимо АГЗУ на кустовых площадках размещаются:

- блоки распределения воды (БРВ), предназначенные для регулирования и замера расхода закачиваемой в пласт воды;
- установки для дозирования химреагентов, подаваемых в скважины и в трубопроводы системы сбора (ингибиторов коррозии, парафино- и солеотложений).

Для более эффективной борьбы с коррозией трубопроводов и отложениями на кустовых площадках скважин предусматривается сооружение блочных автоматизированных установок для приготовления и дозировки ингибиторов.

8.5. Рекомендации по развитию системы ППД

При проектировании водоводов следует руководствоваться следующими рекомендациями.

Согласно ВНТП 3-85 потери напора в высоконапорных водоводах должны составлять не более 3-5% от рабочего давления в них. При технико-экономическом обосновании допускается увеличение потерь напора.

За рабочее давление в высоконапорных водоводах принимается максимальное давление, создаваемое насосами при минимальной расчетной производительности, с учетом подпора и разности геодезических отметок рельефа местности.

Согласно ВНТП 3-85 «Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений», сооружения системы водоснабжения объектов нефтедобычи должны иметь резерв производительности (до 15% от расчетного расхода воды) на производственные и хозяйственные нужды.

Система ППД на месторождении решается путем закачки пластовой воды через сеть нагнетательных скважин. Предусмотрено строительство водоводов системы ППД от КНС до нагнетательных скважин DN 100-200, с рабочим давлением 13 МПа. Строительство высоконапорных водоводов осуществляется параллельно нефтесборным сетям. Трубопроводы предусматриваются в теплоизоляции. Конструкция водовода принята из теплоизолированных труб. Общая протяженность водоводов высоконапорных составит 6 км.

Принятая коллекторная схема обеспечит подачу необходимого объема воды к каждому кусту нефтяных скважин.

Гидравлические расчеты высоконапорных водоводов выполнены из расчета обеспечения проектных объемов закачки и давления на устье нагнетательных скважин (таблицы 8.5.1-8.5.2).

Условия и параметры системы ППД

Параметры	Значения
Давления на выкиде агрегатов КНС, МПа	13
Давления нагнетания на устьях скважин, МПа	3,03
Плотность воды, кг/м ³	1018

Таблица 8.5.2.

Расчетные параметры водоводов рекомендуемой системы ППД

Участок	Протяженность, м	Толщина стенки, мм	Внешний диаметр, мм
В_1	2700	8	273
В_2	800	6	219
В_3	700	6	219
В_4	1500	8	273
В_5	100	6	219

По результатам выполненных гидравлических расчетов в системе ППД используются трубопроводы условными диаметрами 219-273 мм. Проектом предусматривается закачка воды в нагнетательные скважины размещенные на трех кустовых площадках.

8.6. Мероприятия по эксплуатационной надежности системы ППД

К числу основных мероприятий по повышению эксплуатационной надежности системы ППД относятся мероприятия, направленные на уменьшение коррозии, которая возникает вследствие коррозионной активности перекачиваемой воды на оборудование и коммуникации.

Применение ингибиторов коррозии, подбор ингибиторов коррозии для промышленных вод может быть осуществлен по результатам специально организованных испытаний так называемыми «образцами-свидетелями».

Для защиты от внутренней и внешней коррозии рекомендуется использовать трубы с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием.

Для защиты от коррозии внешней поверхности стенок трубы в настоящее время в основном используются полиэтиленовые, полиуретановые и эпоксидные составы.

Также применяют стали повышенной коррозионной устойчивости (13ХФА, 20А, 20«С»), производства Челябинского, Волжского, Синарского и Северского трубных заводов.

Контроль толщины стенок водоводов можно осуществлять с помощью современных толщиномеров. Использование толщиномеров позволяет оперативно оценить степень эррозионного и коррозионного износа металла на контролируемом участке и, при необходимости, провести их своевременный ремонт или замену. Высокая чувствительность и локальность зоны измерения позволяет эффективно использовать толщиномеры как для определения равномерного износа, так и для выявления язвенных поражений небольшой площади.

Весь нагнетательный фонд скважин должен быть оснащен расходомерами и регуляторами расхода воды. Для учета объемов закачки рекомендуется использовать расходомеры типа СВУ.

При отсутствии автоматических регуляторов расхода воды следует предусмотреть на устье каждой нагнетательной скважины или на блок-гребенках установку легкоъемных штуцеров из износостойких материалов.

8.7. Требования к качеству закачиваемой воды

Организация системы ППД обусловлена повышенными требованиями к виду и качеству закачиваемой воды согласно ОСТ 39-225-88. В соответствии с отраслевым стандартом вода для закачки в пласт должна отвечать следующим требованиям:

- совместима с пластовой водой и породой. При контакте закачиваемой воды с водой продуктивного пласта и породой коллектора может быть допущено снижение фильтрационной характеристики на 20,0 %;

- значение pH должно находиться в пределах от 4,5 до 8,5;

- содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/литр;

- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должно превышать значения их набухаемости в воде конкретного месторождения;

- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования;

- при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, следует учитывать возможность образования сернистого железа, что обуславливает необходимость разработки мероприятий для удаления ионов трехвалентного железа из воды;

- не допускается присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ) в воде, предназначенной для закачки, если пластовые флюиды (нефть, газ и пластовая вода) не содержат сероводород;

Использование пластовой воды в качестве вытесняющего агента обусловлено лучшей степенью отмыва пластовой водой нефти из коллекторов и её инертностью по отношению к породе и цементу. Природные пластовые воды являются идеальным рабочим агентом для вытеснения нефти. Поэтому в качестве основного источника воды для закачки в продуктивные пласты рекомендуется использовать пластовую воду.

8.7.1. Сооружения подготовки насоновской воды

Вода водоносного горизонта насоновской свиты от водозаборных скважин по трубопроводу (DN 200) под изб. давлением не более 0,9 МПа, создаваемым погружными насосами, подается для очистки от механических примесей в фильтры гидроциклонные.

Далее насоновская вода подается в емкости подготовки. В емкостях подготовки воды производится полное разгазирование насоновской воды под давлением, близким к атмосферному (0,005 МПа изб.) и очистка ее от мехпримесей (песка и глины). На площадке подготовки насоновской воды предусматривается местная и дистанционная сигнализация загазованности при достижении ДВК горючих газов и паров на площадке 10 % и 20 % от НКПР.

Подготовленная насоновская вода из емкостей подготовки воды за счет гидростатического столба жидкости через систему измерений количества воды

СИКВ-1 поступает в резервуар воды для смешения с подготовленной подтоварной водой, поступающей с очистных сооружений пластовых вод.

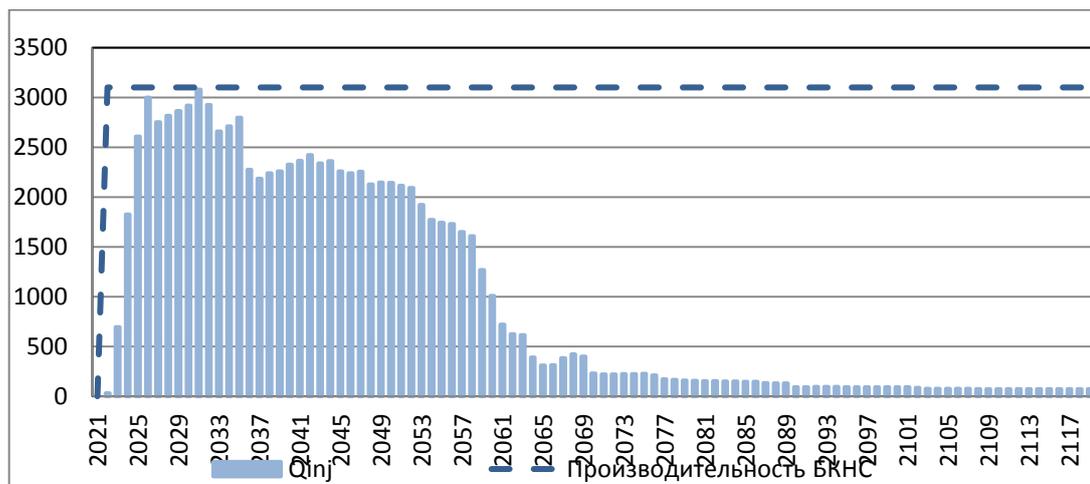


Рис. 8.7.1.1. Профиль дизайн закачки воды в систему ППД месторождения L

8.7.1.2. Обеспечение водоснабжения

Источником хозяйственно-питьевого, производственного и противопожарного водоснабжения являются артезианские скважины.

На площадках промзоны, проектом предусматриваются отдельные системы хозяйственно-питьевого и производственно-противопожарного водоснабжения, на площадке ВЖК предусматривается система хозяйственно-питьевого водоснабжения, объединенная с противопожарным водопроводом.

Очистка воды предусматривается на станции электрокоагуляционной подготовки питьевой воды.

На площадках промзоны предусматриваются следующие системы пожаротушения:

- система водяного пожаротушения;
- система пенного пожаротушения.

Система водяного пожаротушения включает в себя:

- насосную станцию с 3 насосами (1 рабочий, 2 резервных);
- резервуары противопожарного запаса воды;
- кольцевой водопровод с пожарными гидрантами.

На площадке ВЖК предусматривается система водяного пожаротушения.

Система водяного пожаротушения включает в себя:

- насосную станцию с 3 насосами (1 рабочий, 2 резервных);
- резервуары противопожарного запаса воды;
- кольцевой водопровод с пожарными гидрантами.

Хранение необходимого противопожарного запаса воды предусматривается в двух резервуарах.

Кусты оборудуются первичными средствами пожаротушения.

На проектируемых площадках предусматривается сбор производственно-дождевых и хозяйственно-бытовых стоков.

Производственно-дождевые стоки собираются по самотечным трубопроводам в дренажно-канализационные емкости, оборудованные погружными насосами, в напорном режиме подаются в резервуар отстойник пластовой воды.

Хозяйственно-бытовые стоки по самотечным трубопроводам поступают в канализационную насосную станцию и подаются на установку биологической очистки сточных вод. Очищенные и обеззараженные стоки подаются в резервуары очищенных стоков, затем насосами в приемный коллектор насосной станции системы ППД перед узлом учета воды.

Технологической схемой на полное развитие месторождения L предусмотрено строительство 58 скважины: 26 добывающих и 25 нагнетательных и 7 водозаборных. Сбор нефти на месторождении предлагается осуществлять по нефтегазосборным сетям с трех кустовых площадок. Добыча нефти производится из скважин, вскрывающих пласты Як-I и Як-III .

8.8. Вариант 1 эксплуатации месторождения L

С целью оптимизации систем нефтесбора, межпромыслового транспорта продукции скважин, а также капитальных затрат, сбор продукции скважин предусматривается на собственный выделенный площадочный объект (пром.площадку). Таким образом, на месторождении L предусматривается одна пром.площадка для подготовки добываемой продукции.

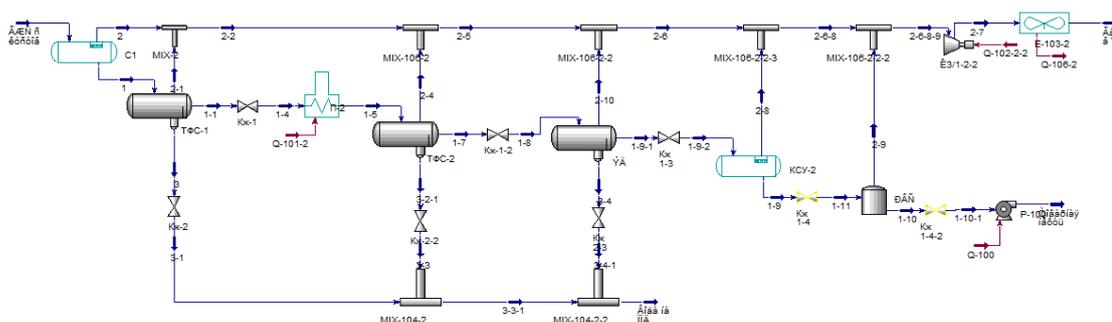


Рис. 8.8.1. Схема УПН выполненная в «Aspen HYSYS»

Продукция скважин с кустовых площадок месторождения L с температурой не более плюс 10 °С и давлением 0,8 МПа от узла подключения поступает в сепаратор С-1 для удаления основного количества растворенного газа. Для лучшего обезвоживания в нефтяную эмульсию после АГЗУ подается деэмульгатор – Dissolvan V-4761. В процессе движения происходит разделение эмульсии на нефть и воду (рис. 8.8.1, Приложение 31).

После нефтегазовая эмульсия поступает в трехфазный сепаратор ТФС-1 для отделения свободной воды и сепарации газа. Далее нефтяная эмульсия с обводненностью от 46,1 до 74 % масс и остаточным содержанием газа, направляется в печи нагрева П-2 для нагрева потока до температуры 70 °С. Регулировка избыточного давления осуществляется за счет автоматических клапанов Кж-1, Кж-2. При давлении 0,5 МПа и температуре 70°С нефтяная эмульсия направляется в сепараторы ТФС-2, где происходит сброс подтоварной воды. Трехфазный сепаратор снабжен сигнализаторами верхнего аварийного уровня жидкости, которые при достижении верхнего аварийного уровня подают сигнал в систему аварийной сигнализации. Регулировка избыточного давления осуществляется за счет автоматических клапанов Кж-1-2, Кж-2-2

Предварительно обезвоженная нефть после ТФС-2 подается в электродегидратор ЭДГ-1, где осуществляется глубокое обезвоживание нефти до 0,5 % масс.

После ТФС-1 – ТФС-2 и ЭДГ-1 с остаточной обводненностью не более 5 % масс. подается в сепаратор концевой ступени поз. КСУ-1 для окончательного разгазирования под избыточным давлением 0,005 МПа. Уровень в КСУ

регулируется через клапан Кж 1-4. Нефть товарного качества поступает в РВС и через задвижку Кж1-5 подается на прием насосов внешней перекачки Р-100 по трубопроводу внешним диаметром 426 мм. до точки подключения к магистральному нефтепроводу «V-Пурпе» под давлением не более 6,9 Мпа.

Очистные сооружения предназначены для очистки пластовой воды и производственно-дождевых стоков перед закачкой в систему ППД. Очистные сооружения являются сооружением полной заводской готовности.

Горячая пластовая вода, отделившаяся в аппаратах ТФС-2 и ЭДГ-1 через буферную емкость БЕ-1/1 насосом подается на смешение с нефтяной эмульсией перед рекуперационными теплообменниками, за счет чего входной поток нагревается до 40 – 45 °С. После рекуперативных теплообменников температура сырьевого потока составляет 43 – 48 °С.

Очищенная пластовая вода поступает в резервуар РВС, и затем подпорными насосами подается на прием БКНС.

Подготовленная вода из буферного резервуара поступает на прием насосов кустовых насосных станций КНС, далее с избыточным давлением 6,4 МПа направляется в теплообменники для нагрева воды ТОПВ-1/1..3, где происходит нагрев температуры воды до 115°С за счет подачи теплоносителя от котельной для нагрева воды системы ППД. Горячая вода от теплообменников ТОПВ-1/1..3 подается к нагнетательным скважинам первоочередных кустовых площадок для закачки в систему ППД.

Свободный нефтяной газ с избыточным давлением 0.45 Мпа направляется в компрессор для сжатия до 2,5 МПа и куллер для охлаждения его до 20 °С для транспортировки по газопроводу (DN 400) до месторождения «V». Сброс газа от оборудования УПН (аварийных, периодических, постоянных) осуществляется на горизонтальную горелочную установку.

Для всего емкостного оборудования предусмотрена возможность опорожнения с направлением жидкости в емкости подземные.

Откачка жидкости из емкостей осуществляется в передвижные автоцистерны с последующим вывозом для обезвреживания на инсенираторе.

Расположение площадных и линейных объектов представлено в Приложении 32.

8.9. Вариант 2 эксплуатации месторождения L

Продукция скважин с кустовых площадок месторождения L с температурой не более плюс 10 °С и давлением 0,8 МПа от узла подключения поступает в сепаратор С-1 для удаления основного количества растворенного газа. Для лучшего обезвоживания в нефтяную эмульсию после АГЗУ подается деэмульгатор – Dissolvan V-4761. В процессе движения происходит разделение эмульсии на нефть и воду (рис. 8.9.1, Приложение 33).

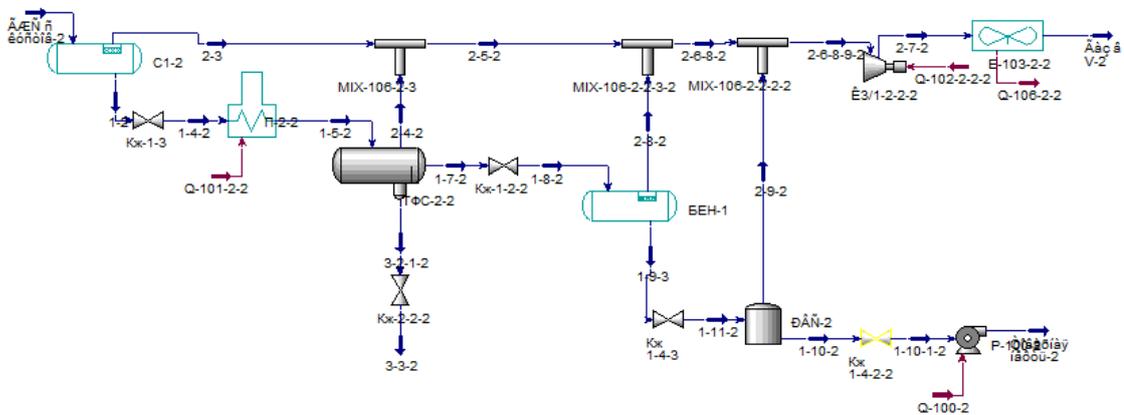


Рис. 8.9.1. Схема УПСВ выполненная в «Aspen HYSYS»

В расширителе газовом отбирается свободный газ и подогревают в печи до 70 °С. Далее обработанная продукция поступает через устройства отбора газа УПОГ-1 в трехфазный сепаратор. Входные устройства перед аппаратом рассчитаны на прием продукции с высоким исходным газосодержанием и способны эффективно отделить поток газа от жидкости, что способствует ее дальнейшему спокойному разделению на нефть и воду. Обезвоженная нефть через буферную емкость БЕН-1 на пункт сбора для дальнейшей транспортировки на месторождение «V» по нефтепроводу DN (530). Выделившаяся вода через буферные емкости откачивается в систему заводнения пластов по вышеописанной схеме.

Свободный нефтяной газ с избыточным давлением 0.45 Мпа направляется в компрессор для сжатия до 2,5 МПа и куллер для охлаждения его до 20 °С для транспортировки по газопроводу (DN 400) до месторождения «V» (Приложение 34).

8.10. Вариант 3 эксплуатации месторождения L

Третий вариант предусматривает строительство УПСВ и транспортировку нефти до месторождения «V» автоцистернами с прицепом.

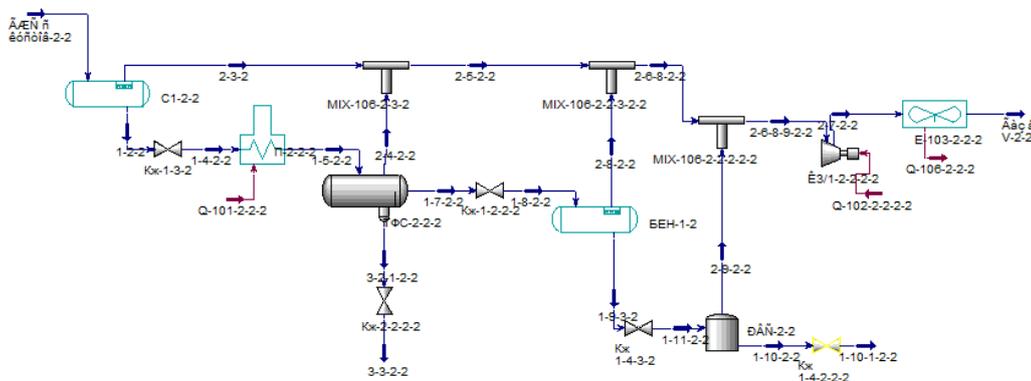


Рис. 8.10.1. Схема УПСВ выполненная в «Aspen HYSYS»

Схема строительства УПСВ отличается от варианта 2 лишь насосом после РВС (рис.8.10.1, Приложение 35).

Для транспортировки продукции по дороге предусмотрено строительство дорожного полотна по следующей технологии.

Карьерный грунт разрабатывается в карьере одноковшовыми экскаваторами с емкостью ковша 1,5-2,5 м³. Доставка грунта, на место производства работ, осуществляется автомобилями-самосвалами, предназначенными для перевозки инертных материалов.

После разгрузки автомобиля-самосвала в тело насыпи производится послойная вертикальная планировка отсыпанного грунта бульдозерами. В результате разравнивания грунта, толщина слоя должна быть одинаковой по всей захватке.

Уплотнение слоев насыпи производят самоходными или прицепными катками от краев к середине с перекрытием проходов на 0,15-0,25 м. Катки осуществляют проходы, как в продольном, так и в поперечном направлении отсыпки, этим достигается максимальное уплотнение насыпи. Уплотнение считается законченным, если перед вальцом не образуется волна, не остается следа и отсутствует заметная на глаз осадка грунта.

Перед укладкой плит вдоль кромки покрытия через 10 - 20 м забивают штыри, по которым натягивают шнур. Разбивку по высоте не делают, но в ходе укладки проверяют нивелиром вертикальные отметки и поперечные уклоны покрытия. Передвигать плиту после ее укладки горизонтально нельзя, чтобы не повредить выравнивающий слой и не нарушить величину зазора между плитами. Когда плиты на всей сменной захватке уложены, их обкатывают груженными автомобилями КрАЗ-219 за 2 - 3 прохода и проверяют ровность покрытия рейкой.

Схема площадных и линейных объектов представлена в Приложении 36.

Рекомендации по новому строительству

Применение труб повышенной коррозионной стойкости и надежности, а также мероприятия по защите от наружной и внутренней коррозии, для комплектации эксплуатационных колонн НКТ, внутрипромыслового транспорта газа позволяет значительно снизить технологическую аварийность и затраты, связанные с ликвидацией аварий и утечек транспортируемых продуктов и восстановлением окружающей среды, что в конечном итоге положительно отражается на себестоимости добычи и транспортирования нефти и газа.

Прокладку трубопроводов при переходах через автомобильные дороги предусмотреть подземной в защитных футлярах с герметизацией концов. Глубина заложения от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра не менее 1,4 м.

Концы футляров выводятся на расстояние не менее 2 м от подошвы насыпи автодороги и 5 м от бровки земляного полотна грунтовых дорог.

Антикоррозионная изоляция защитного кожуха аналогична изоляции трубопроводов. Трубопровод в пределах протаскивания в защитный кожух футеруется деревянными рейками или спейсерами заводского изготовления. Все используемые дороги или пересекаемые участки дорог должны быть восстановлены.

При пересечении коридоров коммуникаций на болотах и участках с высоким уровнем грунтовых вод трубопроводы прокладываются наземно с обвалованием. Прокладка трубопроводов осуществляется под и над существующими трубопроводами в зависимости от локальных особенностей пересечения. Для

проезда строительной техники через существующие трубопроводы устраиваются переезды.

На трубопроводах в соответствии с требованиями п. 6.4, п.6.5 СП 34-116-97 необходимо устанавливать линейную запорную арматуру: в местах врезки газосборных трубопроводов от кустов в основные коллекторы, на переходах газосборных трубопроводов через водные преграды, по трассе не далее 15 км друг от друга.

С целью очистки внутренней полости трубопроводов, не имеющих втулок, рекомендуется установка на трубопроводах камер пуска и приема очистных устройств.

Узлы запорной арматуры устанавливаются на возвышенных, ровных, не заболоченных участках.

Рекомендации по повышению надежности трубопроводов

Для защиты трубопроводов от почвенной коррозии должны предусматриваться заводское изоляционное покрытие и электрохимическая защита (ЭХЗ). Решение по целесообразности применения и типа ЭХЗ принимается в зависимости величины удельной электропроводимости грунта, определяемой на этапе инженерных изысканий. Тип и толщина покрытия определяются с учетом требований ГОСТ Р 51164.

На всех узлах запорной арматуры предусматривается местный контроль давления показывающими манометрами

Рекомендации по диагностике:

Необходимо проводить своевременную и качественную диагностику технического состояния трубопроводов с целью обеспечения требуемого уровня надежности, составления графиков реконструкции и ремонта и предотвращения аварий и утечек.

Контроль толщины стенок трубопроводов можно осуществлять с помощью современных толщиномеров. Использование толщиномеров позволяет оперативно оценить степень эрозионного и коррозионного износа металла на контролируемом участке и, при необходимости, провести их своевременный ремонт или замену.

Высокая чувствительность и локальность зоны измерения позволяет эффективно использовать толщиномеры как для определения равномерного износа, так и для выявления язвенных поражений небольшой площади.

Наружная диагностика (толщинометрия) проводится специализированной организацией в соответствии с утвержденным годовым планом по диагностике. Особое внимание при проведении наружной диагностике следует уделять толщине стенки на поворотах (отводах), запорной арматуре и сварных стыках.

Частота операций по очистке и диагностике в процессе эксплуатации нефтепровода будет определяться регламентом эксплуатирующей организации.

По результатам диагностики необходимо определять участки трубопроводов, подлежащие ремонту или отбраковке

Для контроля коррозионного состояния и эффективности защиты от внутренней коррозии промысловых трубопроводов необходимо предусмотреть установку узлов контроля коррозии (гравиметрический метод), например «Монитор-УКК-СТ».

Кусты скважин

На нефтедобывающих кустовых площадках размещается следующее оборудование и объекты для добычи нефти и системы ППД:

- устья добывающих скважин;
- устья нагнетательных скважин;
- устьевая арматура;
- приустьевые площадки;
- площадки для установки агрегатов подземного ремонта скважин;
- площадки под инвентарные приемные мостки;
- якоря для крепления оттяжек ремонтных агрегатов;
- групповые замерные установки;
- установки ввода ингибитора парафино- и солеотложений скважин;
- установки ввода ингибитора коррозии;
- блоки распределения воды;
- технологические трубопроводы.

8.11. Электроснабжение

В настоящее время в районе расположения месторождения L отсутствует централизованная система электроснабжения. Ближайшими существующими объектами энергетической системы является ГТЭС 206 МВт месторождения V, Полярная ГТЭС 150 МВт, находящаяся на месторождении V, а также ВЛ 110кВ «Полярная ГТЭС – месторождение T».

На стадии опытно-промышленной разработки месторождения L планируется осуществлять автономно от модульных дизельных электростанций (ДЭС).

Для обеспечения электроэнергией месторождения L после ввода в эксплуатацию рассмотрены два источника электроснабжения: подключение к внешней сети (ВЛ 110кВ «Полярная ГТЭС – месторождение T») и собственная генерация электроэнергии (ГТЭС месторождения L).

Максимальная мощность основных площадочных и линейных объектов-потребителей электрической энергии по укрупнённым показателям энергопотребления составляет 12 МВт (Рис. 8.11.1 – 8.11.2).

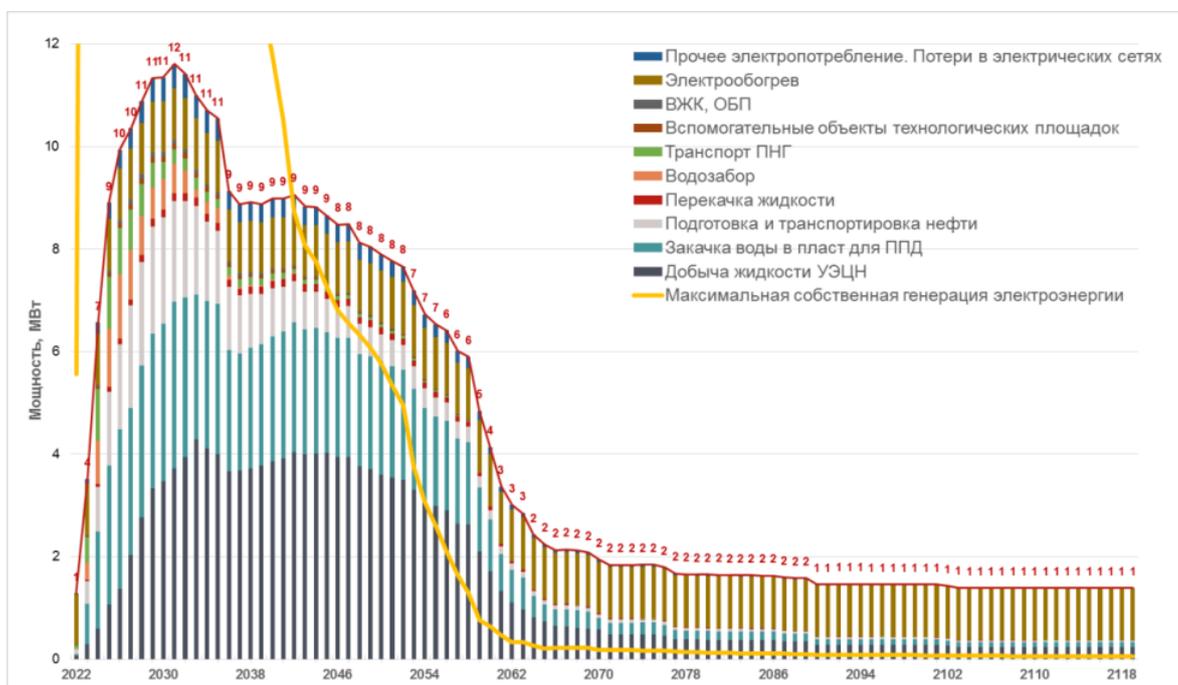


Рис. 8.11.1. Профиль-дизайн потребления электрической мощности месторождения L

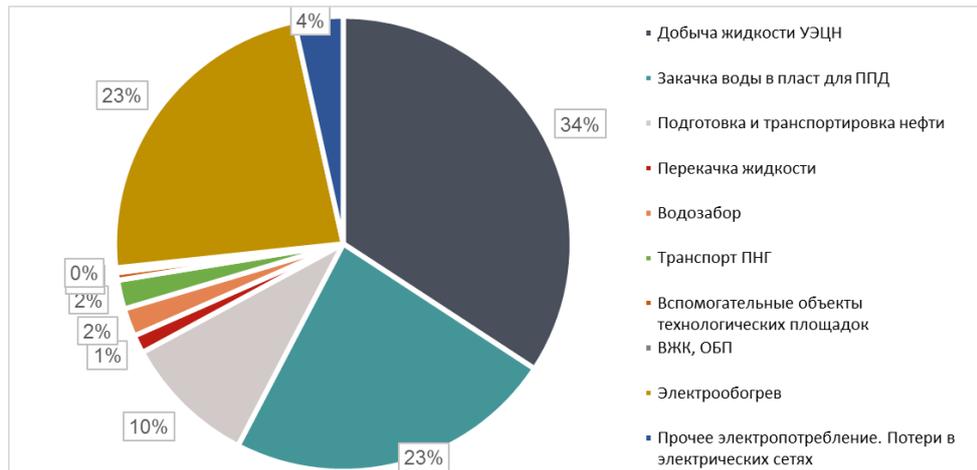


Рис. 8.11.2. Структура потребления электрической мощности месторождения L

Вариант подключения к внешним сетям представлен на Рис. 7.11.3. Для подключения кустовых площадок на пром.площадке м/р L в районе УПН, концепцией обустройства предусматривается ПС 35/10 кВ, а также внутрипромысловые ВЛ 10 кВ протяженностью 5,5 км. Для подключения ПС 35/10 кВ, находящейся на пром.площадке месторождения L, предусмотрена ВЛ 35 кВ, протяженностью 7 км, от ВЛ 110 кВ «Полярная ГТЭС – месторождение Т» (отпайка). Для электрообогревная газопровода, протянутого на месторождение V, предусматривается ВЛ 35 кВ протяженностью 21 км.

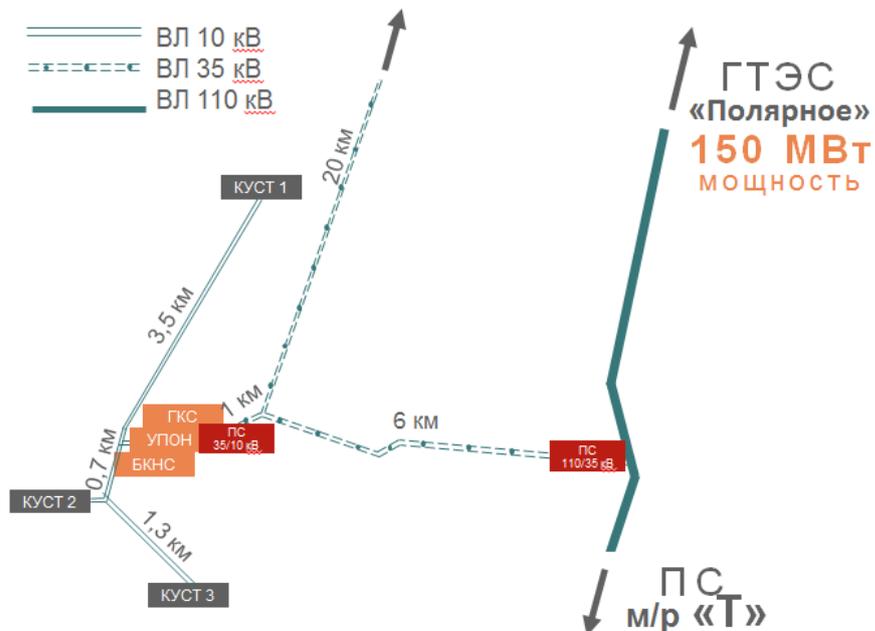


Рис. 8.11.3. Обзорная схема электроснабжения месторождения L при подключении к ВЛ 110 кВ «Полярная ГТЭС – месторождение Т» (отпайка)

Вариант, предусматривающий собственную генерацию электроэнергии, представлен на Рис. 8.11.4. Для подключения кустовых площадок на пром.площадке м/р L в районе УПН, концепцией обустройства предусматривается ГПЭС мощностью 28 МВт, включающая в себя 7 генерирующих агрегатов мощностью 4 МВт, (в том числе «холодный» и «горячий» резерв), а также внутрипромысловые ВЛ 10 кВ протяженностью 5,5 км. Для электрообогревная газопровода, протянутого на месторождение V, предусматривается ВЛ 10 кВ протяженностью 21 км.

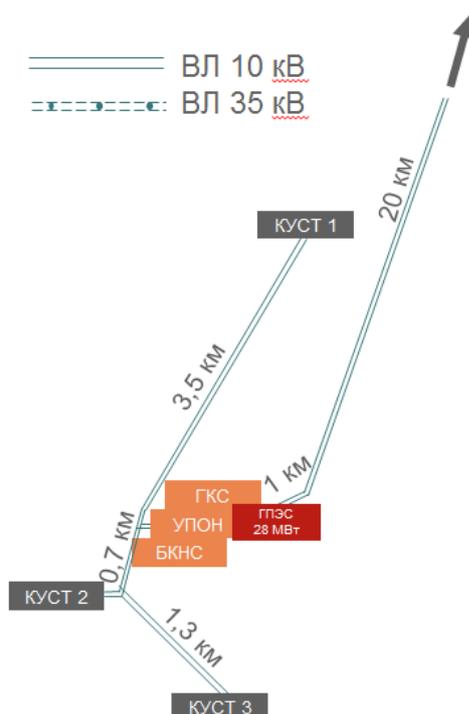


Рис. 8.11.3. Обзорная схема электроснабжения месторождения L при создании собственной генерации электроэнергии

С 2041 года наблюдается дефицит ПНГ, что предполагает его компенсацию. Для решения данной проблемы были рассмотрены следующие возможные варианты компенсации ПНГ:

- добыча газа единичными скважинами с пласта Як-IV;
- применение ДЭС.

Предлагается принять подключение к ВЛ 110 кВ «Полярная ГТЭС – месторождение Т» для обеспечения электроэнергией месторождения L как наиболее экономически эффективный вариант.

8.12. Логистическая сеть

Ближайший населенный пункт находится на расстоянии 140 км. Доставка ТМЦ осуществляется водным путем в летний период времени с последующим хранением на складах в пределах населенного пункта. После по временным зимним дорогам крупногабаритный груз направляется на территорию месторождения.

Данным проектом предусмотрено строительство дороги до месторождения V в пределах, которого имеется аэропорт для доставки некрупногабаритного груза и персонала.

9. ЭКОНОМИКА

Экономический анализ эффективности разработки месторождения L проводится по рекомендуемому варианту разработки для следующих вариантов сбыта продукции:

- Строительство УПН на месторождении для подготовки нефти до товарного качества с последующей сдачей продукции в магистральный трубопровод;
- Строительство УПСВ с транспортировкой продукции на УПН месторождения «V» по трубопроводу для подготовки до товарного качества;
- Строительство УПСВ с вывозом продукции на УПН месторождения «V» автоцистернами для подготовки до товарного качества.

Показатели, характеризующие эффективность разработки месторождения L, определены в условиях сбыта нефти в 100 % объёме на внешний рынок с учётом действующей системы налогообложения.

Попутный нефтяной газ транспортируется на месторождение «V» по газопроводу от УПН (УПСВ) для дальнейшей подготовки.

При расчёте эффективности проекта используется цена реализации нефти в размере 23 827 руб./т (52 доллара США за баррель нефти; курс доллара США 62,5 руб.).

9.1. Экономические показатели

Коммерческая эффективность разработки нефтегазового месторождения L производится с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия в условиях рыночной экономики, с учётом платежей и налогов, предусмотренных действующим законодательством в области налогообложения.

Основными регламентирующими документами при оценке коммерческой эффективности являются «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов» (издательство «Экономика», 2000 г.), Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и

газонефтяных месторождений (РД 153-39-007-96), утверждённый Минтопэнерго РФ 23 сентября 1996 года, «Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» (приложение к приказу МПР России от 21.03.2007 г. № 61), Национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р53710-2009 в действующих редакциях.

В соответствии с регламентирующими документами коммерческая эффективность оценивается по следующим показателям:

- дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на размер капиталовложений, направляемых на освоение месторождения, приведённая на 01.01.2019 г. и дисконтированная по ставке 15 %;
- рентабельный срок разработки - период от начала реализации проекта до момента, когда величина накопленного дисконтированного денежного потока (NPV) после достижения положительного максимального значения начинает уменьшаться;
- внутренняя норма возврата капитальных вложений (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчётный период равна нулю. IRR не может быть вычислена, если все значения годового потока наличности отрицательны либо все значения годового потока наличности положительны;
- индекс доходности дисконтированных затрат – отношение суммы дисконтированных денежных притоков к сумме дисконтированных денежных оттоков;
- индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока по операционной деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока по инвестиционной деятельности.
- доход государства – налоги и платежи, отчисляемые в бюджеты и государственные внебюджетные фонды всех уровней бюджетной системы страны;

- экономическая оценка разработки месторождения (в условиях безналоговой среды) отражает эффективность проекта с точки зрения интересов недропользователя и государства в целом и определяется как разница между выручкой от реализации углеводородов и затратами.

9.2. Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат

При расчёте удельных капитальных и текущих затрат использованы показатели месторождения V, как ближайшего объекта-аналога.

Капитальные вложения в разработку месторождения L представлены в ценах 2018 года без учёта НДС.

Расчёт стоимости строительства скважин производится с использованием показателя средней глубины скважины и фактически сложившихся цен на месторождении. Стоимость строительства скважин представлена в таблицах 9.2.1.-9.2.2.

Таблица 9.2.1.

Стоимость строительства добывающих скважин на месторождении L (без НДС), тыс. руб.

Наименование работ или затрат	Як-І добывающие ГС 1000 м	Як-ІІІ добывающие ГС 1000 м	Як- І и Як-ІІІ добывающие ТМЛ
Вышко-монтажные работы	1 354	1 354	1 354
Бурение и крепление	151 123	154 850	230 850
Освоение	11 597	11 597	11 597

Таблица 9.2.2.

Стоимость строительства нагнетательных скважин на месторождении L (без НДС), тыс. руб.

Наименование работ или затрат	Як-І водо - нагнетательные ГС 1000 м	Як-ІІІ водо - нагнетательные ГС 1000 м	Як- І и Як-ІІІ водо- нагнетательные ТМЛ
Вышко-монтажные работы	1 445	1 445	1 354
Бурение и крепление	211 247	241 399	360 152
Освоение	9 829	9 829	11 597

Затраты на природоохранные мероприятия учтены в стоимости объектов капитального строительства.

Затраты на оборудование, не входящее в сметы строек, рассчитываются в соответствии с удельными затратами месторождения V в размере 6 785 тыс. руб. на каждую вводимую в эксплуатацию скважину. Дополнительного строительства объектов капитального строительства по рекомендуемому варианту разработки не предусматривается.

Структура капитальных вложений по каждому из вариантов представлена на рисунках 9.2.1-9.2.3. и таблице 9.2.3.

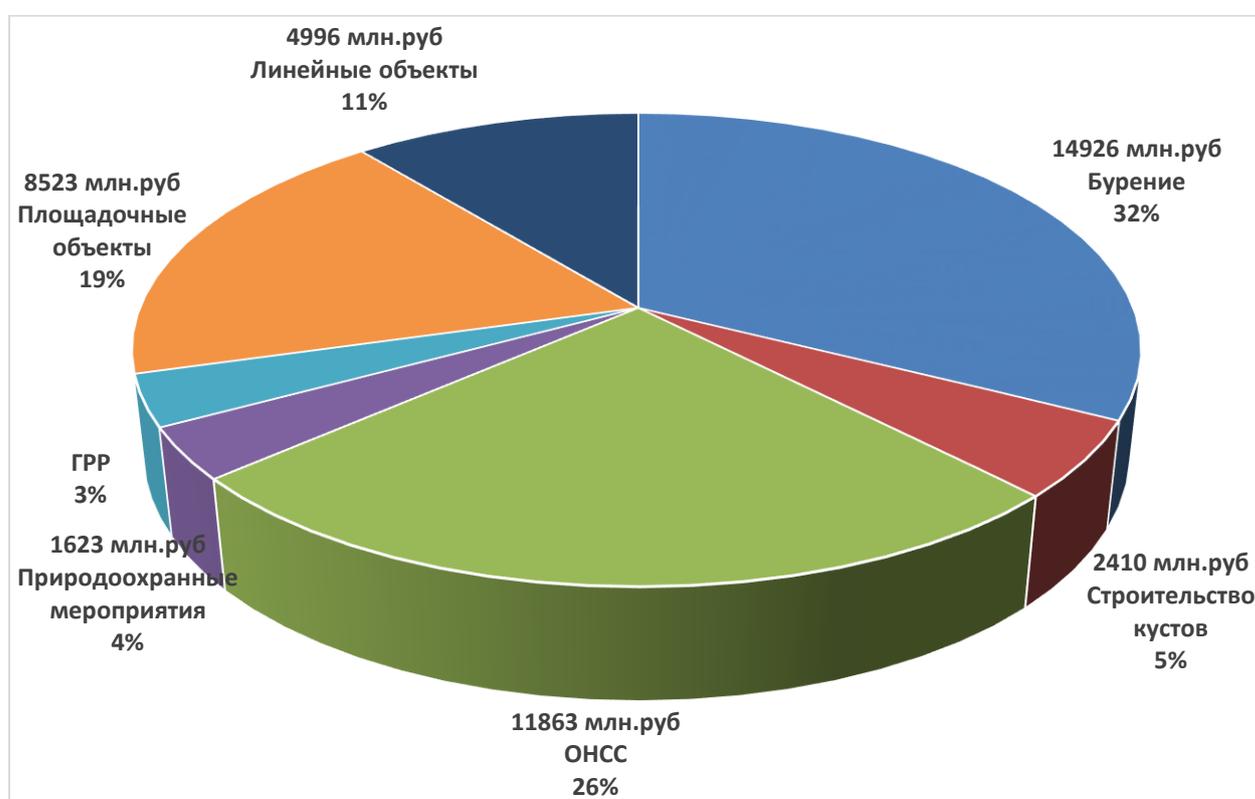


Рис. 9.2.1. Структура капитальных вложений месторождения L по варианту 1

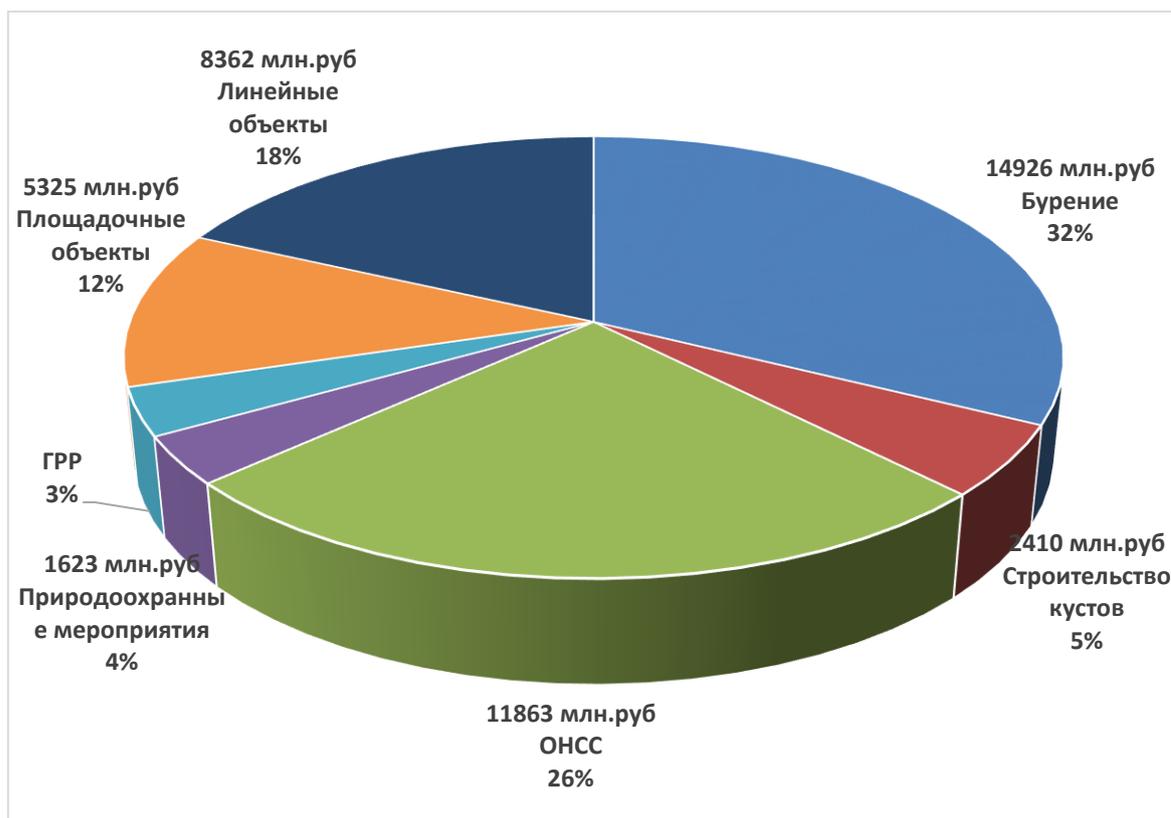


Рис. 9.2.2. Структура капитальных вложений месторождения L по варианту 2

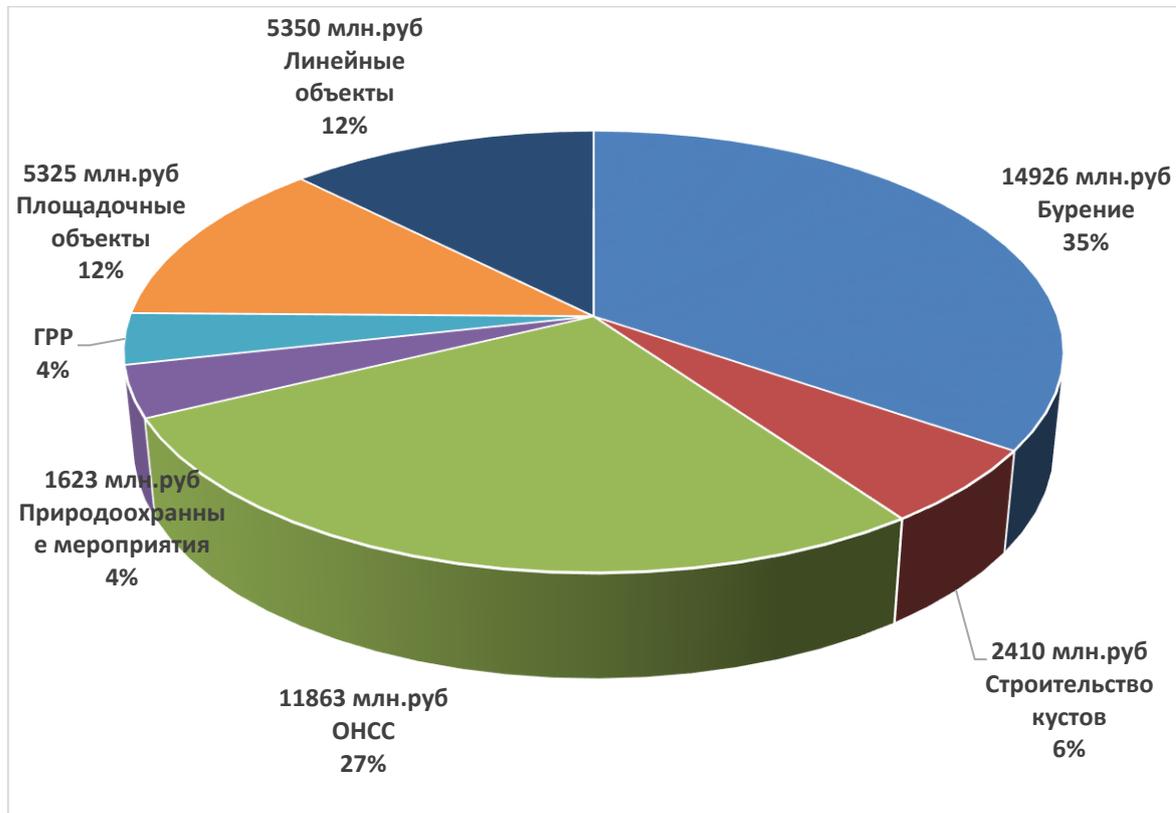


Рис. 9.2.3. Структура капитальных вложений месторождения L по варианту 3

Суммарные капитальные затраты по вариантам

	Вариант		
	1	2	3
Затраты, млн.руб	45952,53	46266,45	43110,55

9.3. Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты на добычу полезных ископаемых рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами месторождения V и объемными технологическими показателями разработки.

Себестоимость добычи определена в разрезе следующих статей:

- обслуживание добывающих скважин;
- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- прочие производственные расходы;
- методы воздействия на пласт;
- амортизационные отчисления.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в соответствии с количеством действующих скважин добывающего фонда и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые и общепроизводственные расходы, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования и капитальный ремонт нефтяных скважин, а также прочие расходы.

Затраты на электроэнергию рассчитываются в соответствии с прогнозными значениями объёмов механизированного подъёма жидкости и закачки воды.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин и затрат на закачку воды и газа.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в соответствии с объёмом добываемых углеводородов и с

затратами по соответствующим статьям калькуляции без учёта амортизационных отчислений. Амортизационные отчисления рассчитываются в соответствии со ст. 256-259 «Налогового кодекса Российской Федерации (часть вторая)» от 05.08.2000 № 117-ФЗ (в ред. от 28.12.2010). Классификация основных средств по амортизационным группам и выбор срока полезного использования оборудования осуществляются в соответствии с Постановлением Правительства РФ «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» от 01.01.2002 № 1 (в ред. от 10.12.2010).

Целевые средства для финансирования работ по завершению эксплуатации месторождения оцениваются исходя из сложившегося по каждому варианту объёма капитальных затрат и существующего фонда скважин. Кроме традиционных статей затрат в составе эксплуатационных расходов учтены также платежи и налоги, включаемые в себестоимость.

Структура эксплуатационных затрат по всем вариантам представлены на рисунках 9.3.1-9.3.3, суммарные операционные затраты представлены в таблице 9.3.1.



Рис. 9.3.1. Вариант 1. Структура эксплуатационных затрат



Рис. 9.3.2. Вариант 2. Структура эксплуатационных затрат



Рис. 9.3.3. Вариант 3. Структура эксплуатационных затрат

Таблица 9.3.1.

Суммарные операционные затраты за проектный период

	Вариант		
	1	2	3
Затраты, млн.руб	46 461	53 528	67 663

9.4. Налоговая система

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим налоговым законодательством РФ, с учётом поправок, вступивших в силу на момент проведения оценки экономической эффективности. Перечень налогов и платежей представлен в таблице в приложении 36. распределение налогов и платежей внутри бюджетной системы приведено в таблице в приложение 37.

9.5. Техничко-экономическое обоснование варианта

Для всех 3-х вариантов обустройства месторождения были рассчитаны основные технико-экономические показатели результаты этих расчётов приведены в таблице 9.5.1.

Таблица 9.5.1.

Основные экономические показатели вариантов

Наименование показателей	Ед.изм.	1	2	3
CAPEX	млн. руб.	45 953	46 266	43 111
OPEX	млн. руб.	46 461	53 528	67 663
NPV	млн. руб.	3 414	2 019	2 170
PP	лет	17	20	19
IRR	%	16,58%	26,64%	16,06%
PI	усл.ед.	1,125	1,073	1,084

На основании полученных расчётов наиболее наилучшими экономическими показателями характеризуется вариант строительства собственной УПН (Вариант 1). Данный вариант характеризуется наибольшим NPV=3.414 млрд.руб и наибольшим индексом доходности PI=1.125. Основным преимуществом данного варианта по сравнению с другими являются относительно низкие транспортные расходы.

9.6. Анализ чувствительности

С целью уменьшения неопределённости проводится анализ чувствительности, основной задачей которого является определение степени влияния основных переменных параметров проекта на показатели эффективности разработки месторождения. Анализ чувствительности проводился для рекомендуемого варианта со строительством УПН. В качестве переменных параметров используются цена реализации нефти, объем добычи нефти, объем эксплуатационных затрат, а также размер капитальных вложений. Анализ чувствительности проекта при изменении параметров проводится в диапазоне от -40 % до +40 %.

Проведённый анализ чувствительности представлен в таблице в приложении 38 с графической интерпретацией на рисунке 9.6.1. При уменьшении добычи нефти

на 30 %, уменьшении цены на нефть на 38 %, повышении капитальных затрат на 13 % разработка месторождения становится нерентабельной. Влияние эксплуатационных затрат на рентабельность проекта достаточно низкое и становится существенным только при их увеличении почти в 2 раза (на 90%).

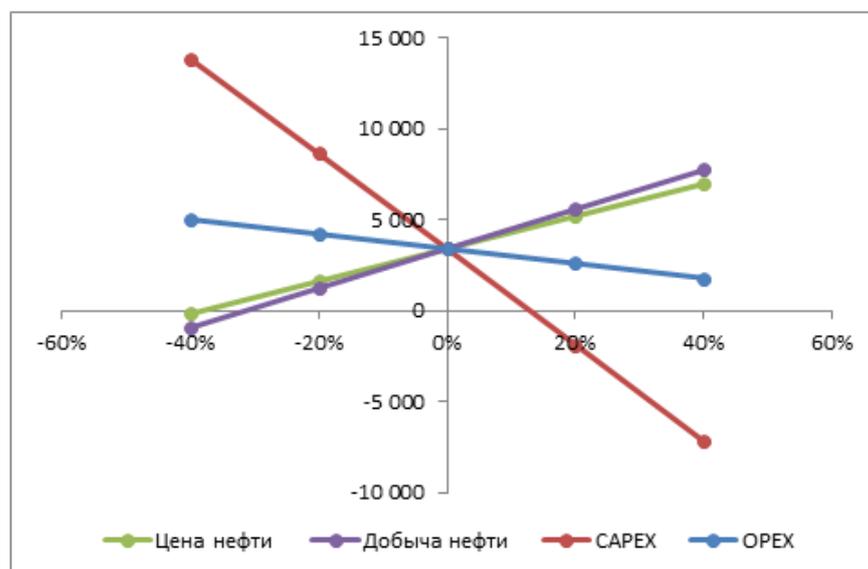


Рис. 9.6.1. Анализ чувствительности варианта разработки L НГКМ

Выводы:

1. Разработка месторождения L по рекомендуемому варианту рентабельна.
2. В результате реализации проекта по рекомендуемому варианту за весь период разработки, 100 лет, достигается:

- добыча нефти в размере 7 089.61 тыс. т;
- добыча газа в размере 104.23 млрд м³;
- дисконтированный доход недропользователя в размере – 3.414 млрд руб.;
- период окупаемости проекта – 17 лет;
- Индекс доходности – 1,125.

10. УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

Одним из основных этапов работ по формированию готового решения о вовлечении месторождения L в разработку является идентификация рисков, анализ их возникновения и способы контроля рисков. Основными рисками, влияющими на экономику проекта являются геологические, технологические и логистические. В приложении 39 приведен перечень основных рисков, способы воздействия на них и вероятность возникновения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения работы были решены следующие задачи:

- проведен анализ сходной информации;
- проведен анализ литературы и мирового опыта разработки нефтяных оторочек;
- в программном продукте Schlumberger Techlog проведена интерпретация материалов ГИС и построение петрофизической модели;
- в программном продукте Schlumberger Petrel построена 3D геологическая модель и произведен подсчет запасов;
- с использованием программных продуктов PH-КИН и RDF tNavigator, определен рекомендуемый вариант разработки месторождения;
- с использованием программных продуктов Schlumberger PIPESIM и ASPEN Hysys определен рекомендуемый вариант точки сбоя продукции и обустройства месторождения;
- выработаны рекомендации по доизучению ЛУ и проведению ОПЭ;
- выполнен расчет экономических параметров в условиях текущей экономической ситуации с использованием Экономической модели, принятой в ООО «ТННЦ»;
- произведена оценка рисков.

Таким образом, была разработана концепция разработки и обустройства многопластового месторождения L с тонкими нефтяными оторочкам на этапе «Оценка» (в соответствии с этапностью управления крупным проектом).

Рекомендуемым вариантом является разработка пластов Як-I и Як-III рядной системой горизонтальных скважин с ППД, протяженностью 1000 м (с межрядным и межскважным расстоянием 500x500 м), частично совместным фондом. Фонд скважин для бурения - 88, в т. ч. горизонтальных добывающих – 12, горизонтальных нагнетательных 13, добывающих многоствольных скважин ОРД - 14, нагнетательных многоствольных скважин ОРЗ – 14 скв., разведочных – 1,

водозаборных – 7. Рекомендуется строительство 3 кустовых площадок и УПН для доведения нефти до товарного качества с целью последующей сдачи в магистральный трубопровод «V-Пурпе». Чистый дисконтированный доход – 3,4 млрд руб. Индекс доходности проекта 1.125.

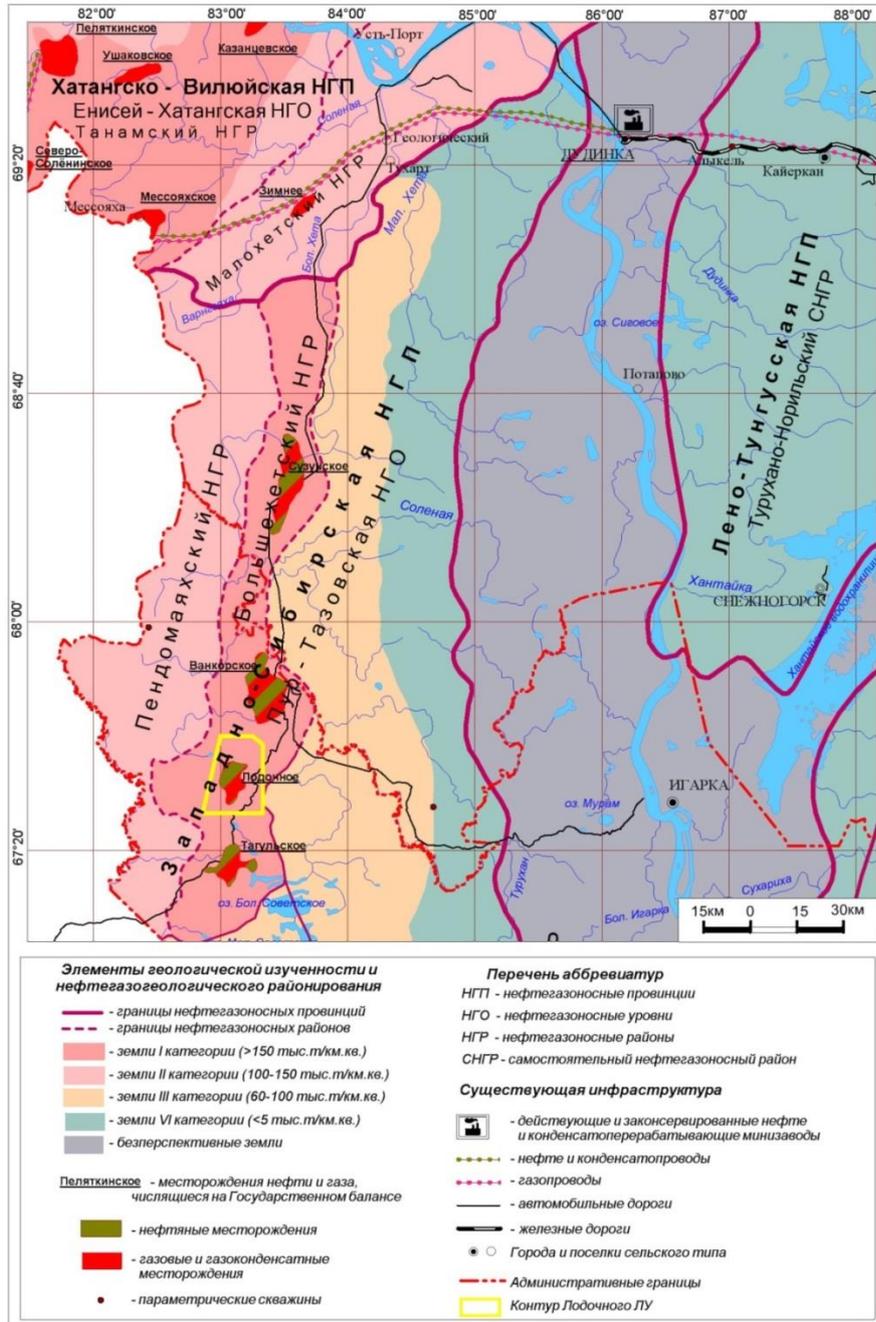
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. О недрах // Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 г.: в ред. от 30 ноября 2011 г.
2. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности // Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 12 марта 2013 г. в ред. от 1 января 2017 г. – № 101.
3. Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений: РД 153-39-007-96 / Минтопэнерго. – М., 1997. – 69 с.
4. Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления: РД 39-009-90. - М.: ВНИИБТ, 1990.
5. О состоянии и охране окружающей среды в Красноярском крае // Государственный доклад – Красноярск, 2017. – 315 с.
6. Азиз Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари; пер. с англ. – М.: Недра, 1982. – 407 с.
7. Борисов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными и многозабойными скважинами / Ю.П. Борисов, В.П. Пилатовский, В.П. Табаков. – М.: Недра, 1964. – 154 с.
8. Забоева А.А. Основы трехмерного моделирования: рабочая тетрадь, ч.2 / А.А. Забоева. – Тюмень: ТюмГУ, 2018. – 114 с.
9. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование / К.Е. Закревский. – М.: ООО «ИПЦ “Маска”», 2009 – 376 с.
10. Закревский К.Е. Практикум по геологическому 3D-моделированию. Построение тестовой модели в Petrel 2009 / К.Е. Закревский. – М., 2010. – 110 с.
11. Кадочникова Л.М. Основы трехмерного моделирования: рабочая тетрадь, ч.3 / Л.М. Кадочникова. – Тюмень: ТюмГУ, 2018. – 61 с.
12. Колбиков С.В. Оценка факторов, влияющих на разработку нефтяных оторочек: SPE 160678. – 2012. – 11 с.

13. Косов В.В. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов: втор. ред. / В.В. Косов, В.Н. Лившиц, А.Г. Шахназаров. – М., 2000 – 421 с.
14. Способ разработки нефтяной оторочки и подгазовой зоны сложно построенных залежей / Архипов В.Н. [и др.]: 2606740 РФ – 2016.
15. Лысенко В.Д. Рациональная разработка нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко, В.И. Грайфер. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2005. – 607 с.
16. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти / М. Маскет; пер. с англ. – М.: Гостоптехиздат, 1953. – 607с.
17. Овнатанов С.Т. Нефтеотдача при разработке нефтяных месторождений / С.Т. Овнатанов С.Т., К.А. Карпетов. – Ленинград: Недра, 1970. – 225 с.
18. Проблемы освоения тонких нефтяных оторочек газоконденсатных залежей Восточной Сибири / Буракова С.В. [и др.] // Вести газовой науки. – С. 124 – 133.
19. Янкова Н.В. Основы трехмерного моделирования: рабочая тетрадь, ч.1 / Н.В. Янкова. – Тюмень: ТюмГУ, 2018. – 74 с.
20. Hysys: учебное пособие. ЗАО «Технефтехим» – 2006. – 157 с.
21. Hysys: справочные примеры. ЗАО «Технефтехим» – 2006. – 31 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение 1. Выкопировка из карты перспектив нефтегазоносности Красноярского края (под ред. А.А. Конторовича, 2002 г.)



Приложение 2. Усредненная литолого-стратиграфическая колонка скважин №7,8,9,10.

группа	системы	отдел	ярус	свита	мощность	глубина залегания	Краткое литологическое описание
Кайнозойская - KZ	Четвертичная - Q				100	0-100	Пески глинистые с включением гальки, гравия, глины, суглинки
Мезозойская - Mz	Меловая	Верхний - K ₂	Маастрихтский - K _{2m}	Танамская K _{2tn}	520	100-620	Алевриты, пески, супеси серовато-желтого, желтовато-зеленого и зеленого цвета, м/з с линзами и стяжениями алевролитов и песчаников.
			Кампанский - K _{2km}	Салпадаяхинская - K _{2sp}	60	620-680	Глины и алевриты светло-серого и темно-серого цвета, реже буровато-зеленые. Редко встречаются маломощные прослои песков зеленовато-серого цвета. Глины алевриты и маломощные прослои песков.
			В.туронский-сантонский - K _{2t₂-st}	Насоновская - K _{2ns}	310	680-990	Ритмичное чередование песков, алевритов, глин, суглинков серого, зеленого, буровато-зеленого цвета. Пески обогащены глауконитом, встречаются прослои ракушняков, известковистых песчаников и алевролитов.
			С. сеноманский-Долганская - K _{2dr}		120	990-1110	Аргиллитоподобные глины, реже аргиллиты, алевриты с маломощными прослоями песков. Порода серого и темно-серого цвета с зеленоватым оттенком, с конкрециями пирита, фосфоритов, обломками фауны.
			Й - с. Долганская - K ₁₋₁		370	1110-1480	Переслаивание песков и песчаников, в меньшей степени алевритов и глин. Пески и

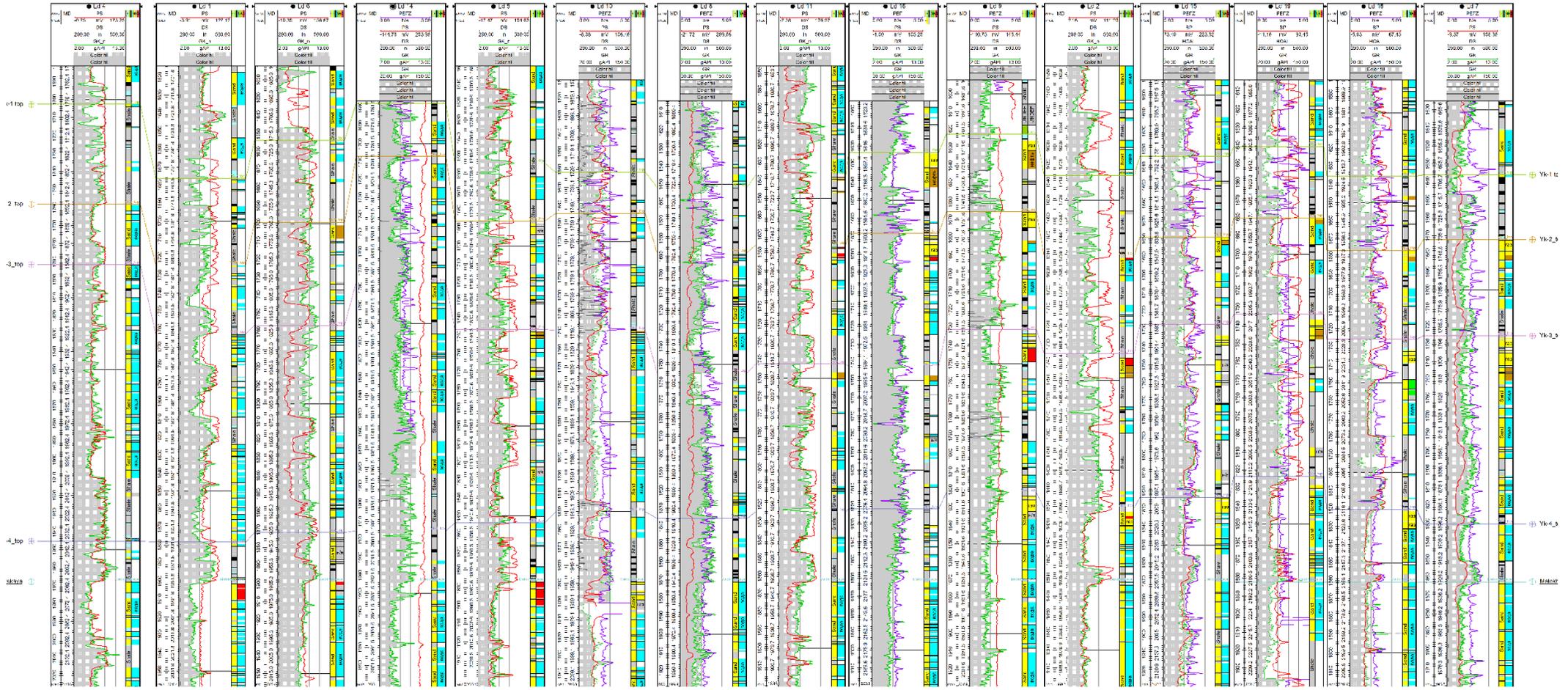
группа	системы	отдел	ярус	свита	мощность	глубина залегания	Краткое литологическое описание
		Нижний – К ₁					песчаники серого цвета с желтоватым или зеленоватым оттенком, буроватые, мелко-среднезернистые, каолинизированные, косослоистые. Алевриты и глины серого до темно-серого цвета, горизонтальнослоистые, кое-где содержат линзочки и тонкие прослойки углей. Для пород характерно наличие конкреций песчаников с сидеритовым и известковым цементом, галек глиен.
			С.аптский - с.альбский - К _{1a2-a12}	Яковлевская - К _{1jak}	420	1480-1895	Переслаивание пачек алевропелитовых и песчаных пород, содержащих большое количество обугленных растительных остатков. Глины и алевриты серого до практически черного цвета с волнистой, кривой и линзовидной слоистостью. Пески серые, светло-серые, тонкокосослоистые, глинистые и известковистые, с галькой и гравием кремнистых пород. В средней ближе к нижней части идет переслаивание песчаников алевролитов и аргиллитов. Песчаники серые алевритистые, мелкозернистые, с тонкими прослоями и намывами темно-серого глинистого материала (мощностью от 1 до 3 мм) создающую линзовидную слоистость. Аргиллиты темно-серые до черных плитчатые с неровным сколом с обуглившимся растительным детритом, местами плотные, с частыми тонкими

группа	системы	отдел	ярус	свита	мощность	глубина залегания	Краткое литологическое описание
							линзовидными включениями светло-серого песчано-алевритового материала. Алевриты серые, темно-серые средней крепости с флюидальными включениями песчаника, местами массивные, однородные и обуглившимся растительным детритом. В глинистой пачке тонкие пласты угля.
			Н. готеривский - н. аптский - K _{1g1-a1}	Малохетская - K _{1mch}	265	1895-2160	Песчаники глинисто-алевритистые, прослоями известковистые. Редкие прослоипесчано-глинистых алевритов и алевритистых глин.
			Н. валанжинский - н. готеривский - K _{1v1} - g ₁	Суходудинская - K _{1sd}	540	2160-2700	Ритмичное переслаивание пачек песчаников, алевритов, аргиллитов и аргиллитоподобных глин от светло-серого до темно-серого цвета с зеленоватым оттенком. Песчаники серые, голубовато-серые, кварцевые кварц-полевошпатовые, алевритистые, массивные, однородные от слабосцементированных до рыхлых, мелкозернистые с прерывисто-наклонно-волнистой и переклиальной слоистостью за счет намыва темноцветного углисто-слюдистого и песчано-алевритового материала с редкими включениями пирита и с обуглившимся растительным детритом. Алевриты серые, темно-серые, мелкозернистые, опесчаненные,

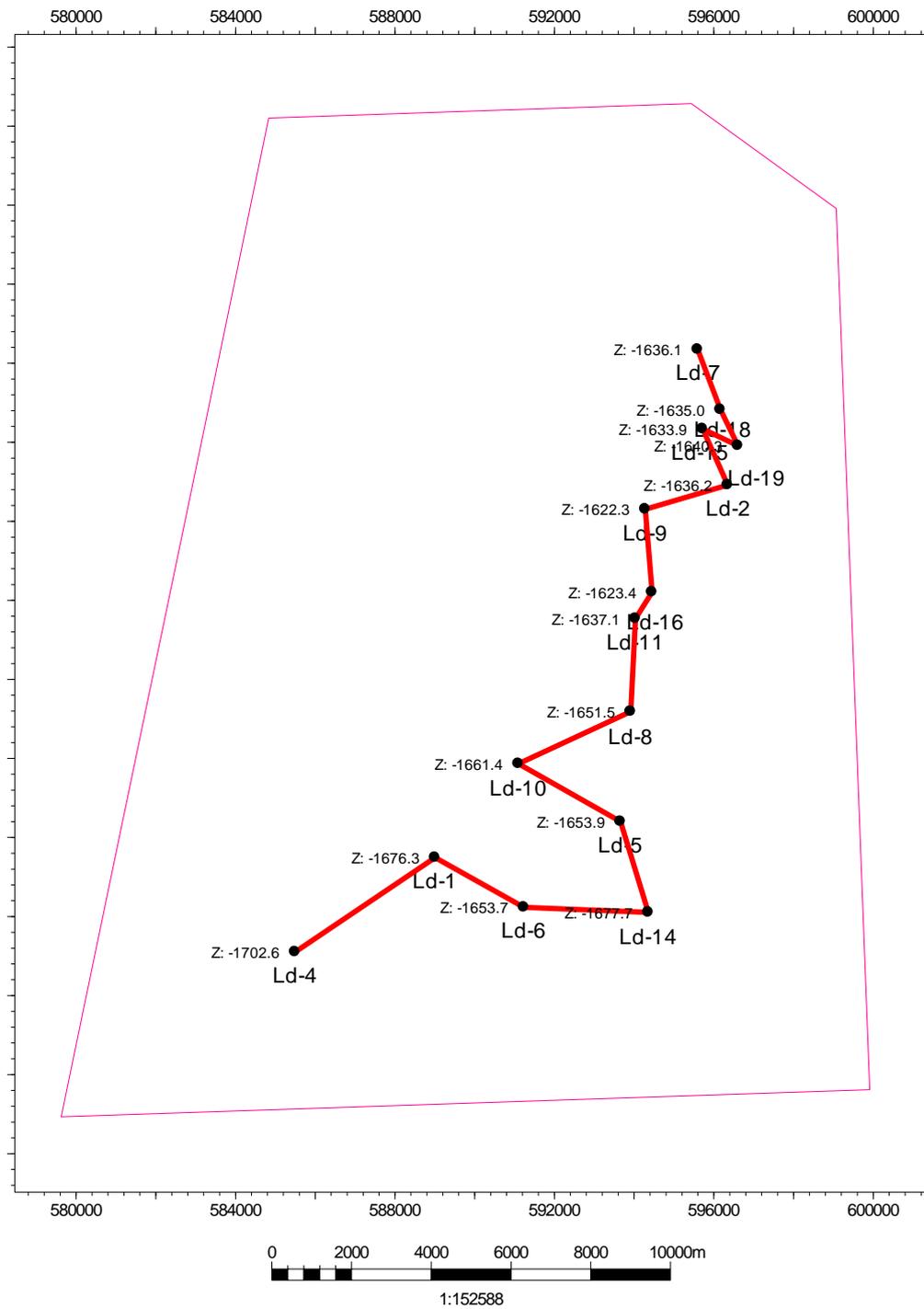
группа	системы	отдел	ярус	свита	мощность	глубина залегания	Краткое литологическое описание
							глинистые с неясной слоистостью, местами горизонтальной слоистостью за счет темных прослоев аргиллитов и алевролитов с обугленным растительным детритом с нитевидными прослоями углисто-слюдистого материала. Аргиллиты темно-серые крепкие, плотные, слабоалевритистые с зеркалами скольжения, с чешуйчатым полураковистым сколом, с присыпками песчаного материала создающую пятнистую и линзовидную слоистость.
			Берриасский - н. валанжинский - K _{1b-v1}	Нижнехетская - K _{1nch}	300	2700-3000	Алевролиты, аргиллиты и подчиненные прослои песчаников. Алевролиты серые, темно-серые, песчанистые, мелкозернистые, крепкие, местами однородные с полого-наклонной, линзовидной, волнистой слоистостью за счет намыва песчаного и темно-серого глинистого материала (от 1мм до 1 см). Аргиллиты серые, темно-серые до черных, крепкие, плотные, плитчатые, местами рассланцованные, алевритистые с редкими прослоями песчаников, (1мм до 4см), с чешуйчатым сколом, встречаются обугленные растительные остатки. Песчаники светло-серые кварц-полевошпатовые мелкозернистые, с прослоями аргиллитов и алевролитов с обильными включениями растительного детрита с горизонтальной, полой иногда волнистой слоистостью, обусловленный тонким намывом

группа	системы	отдел	ярус	свита	мощность	глубина залегания	Краткое литологическое описание
							темно-серого, алевроитоглинистого материала.

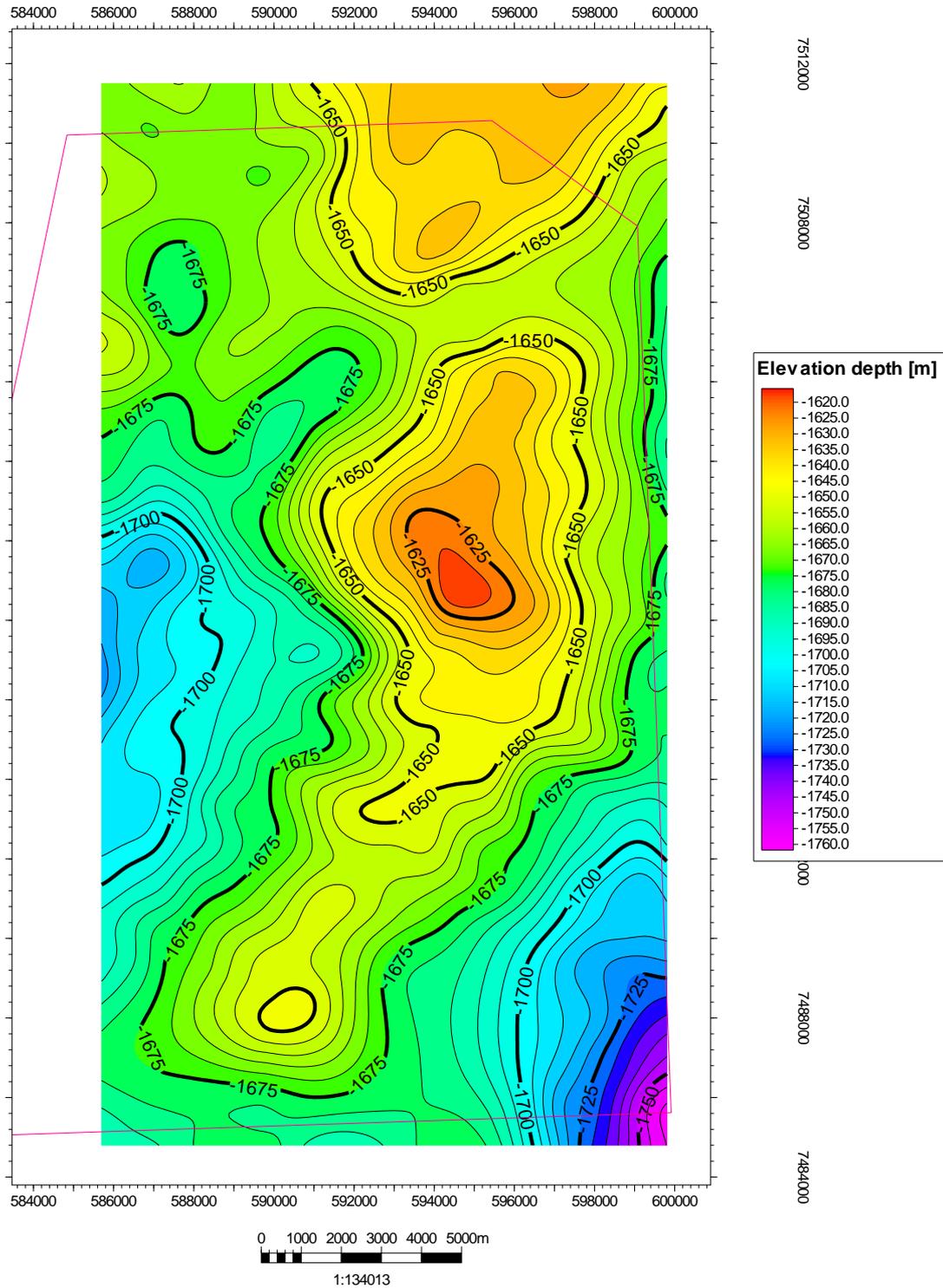
Приложение 3. Корреляция

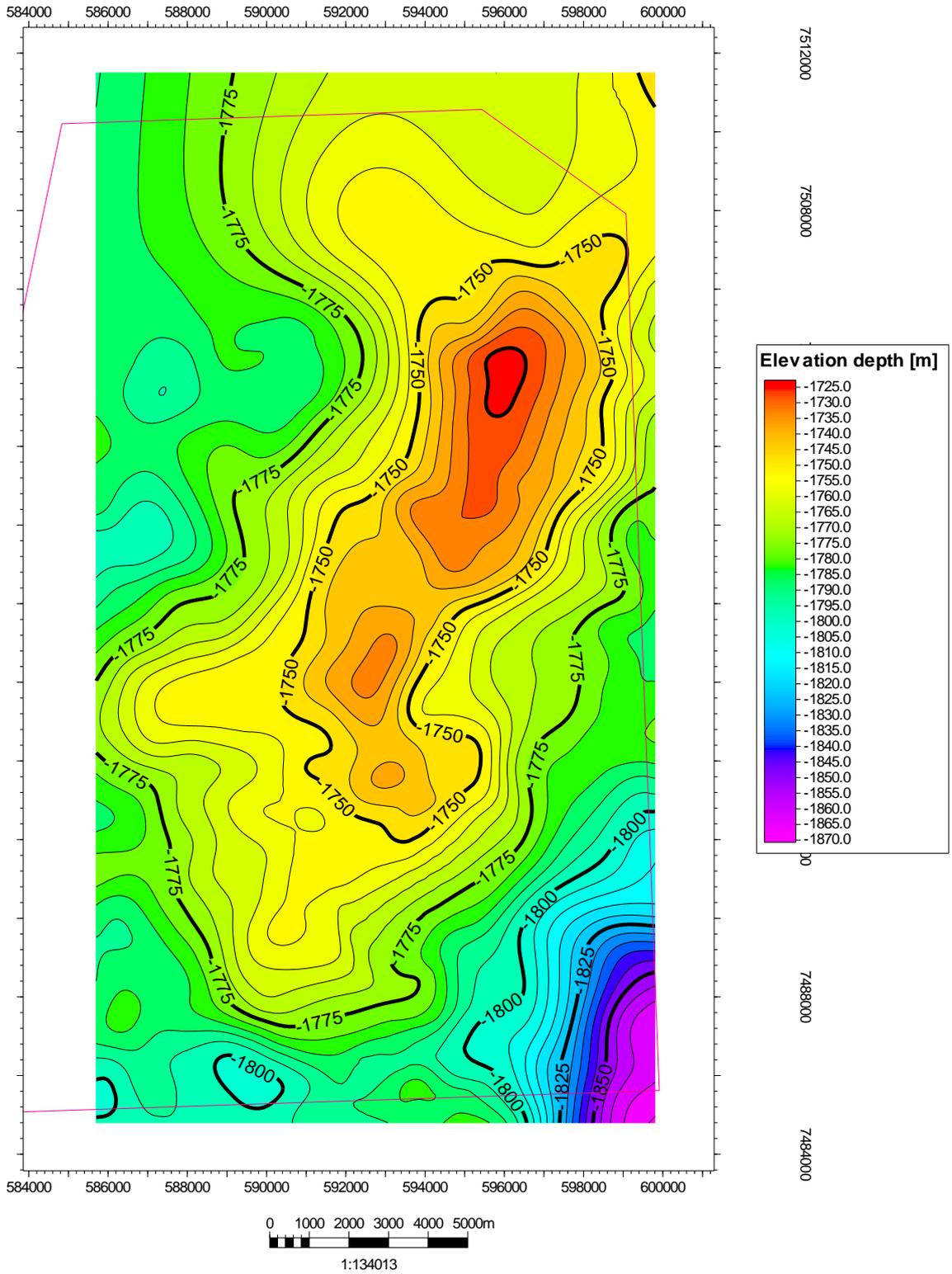


Приложение 4. Схема корреляции скважин и точки пластопересечения пласта Як-1

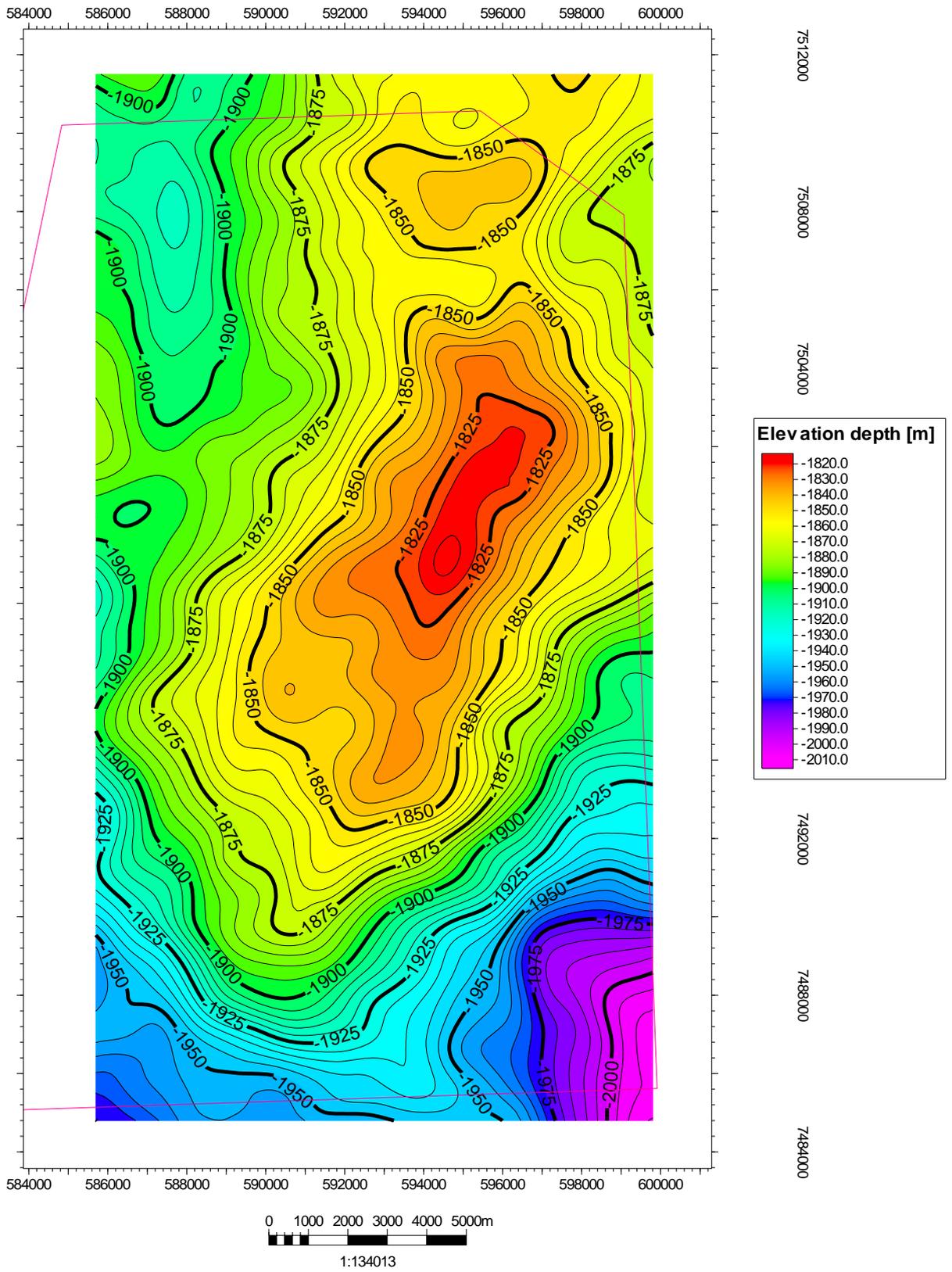


Приложение 5. Структурная карта кровли Як-1 в граница лицензионного участка

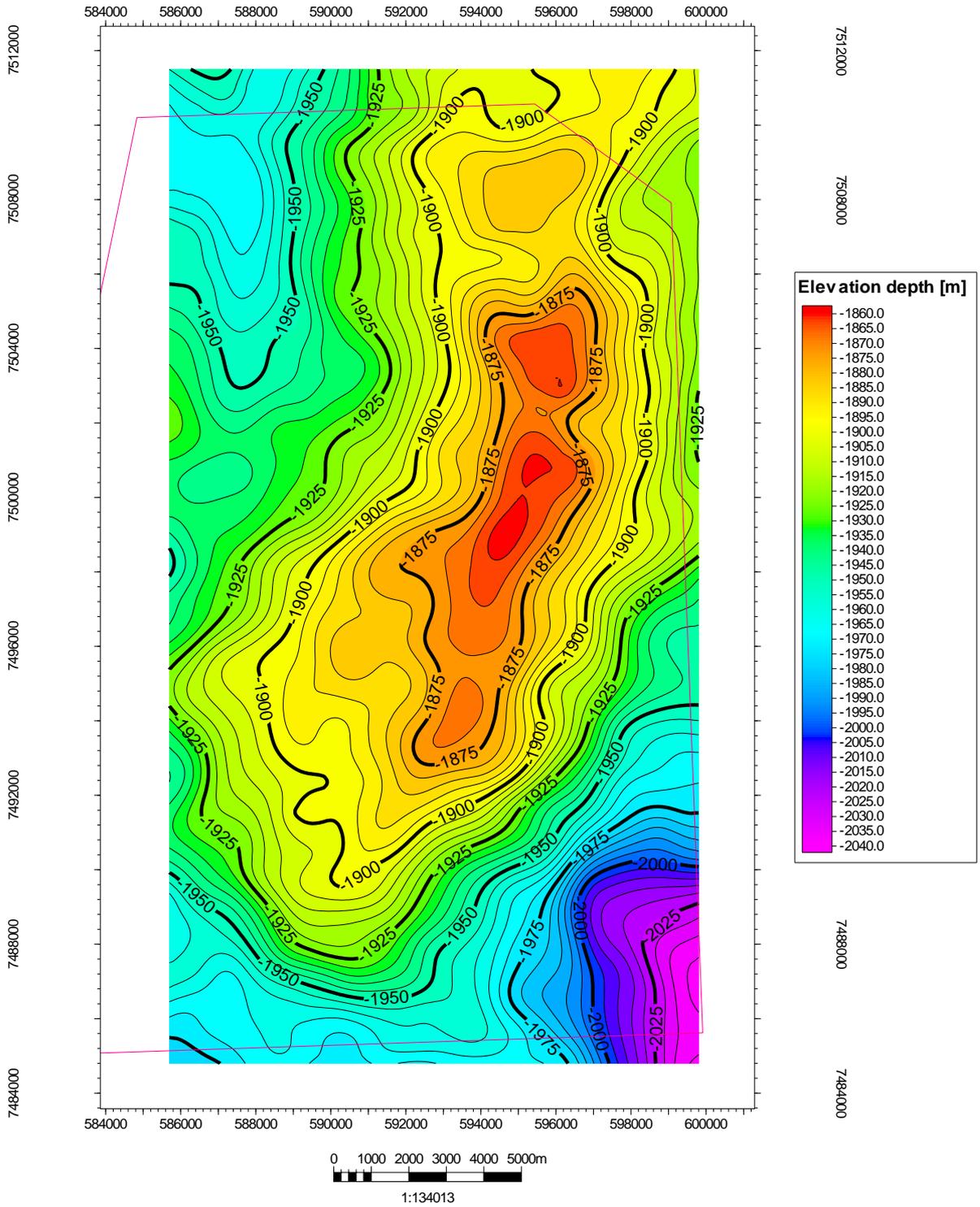




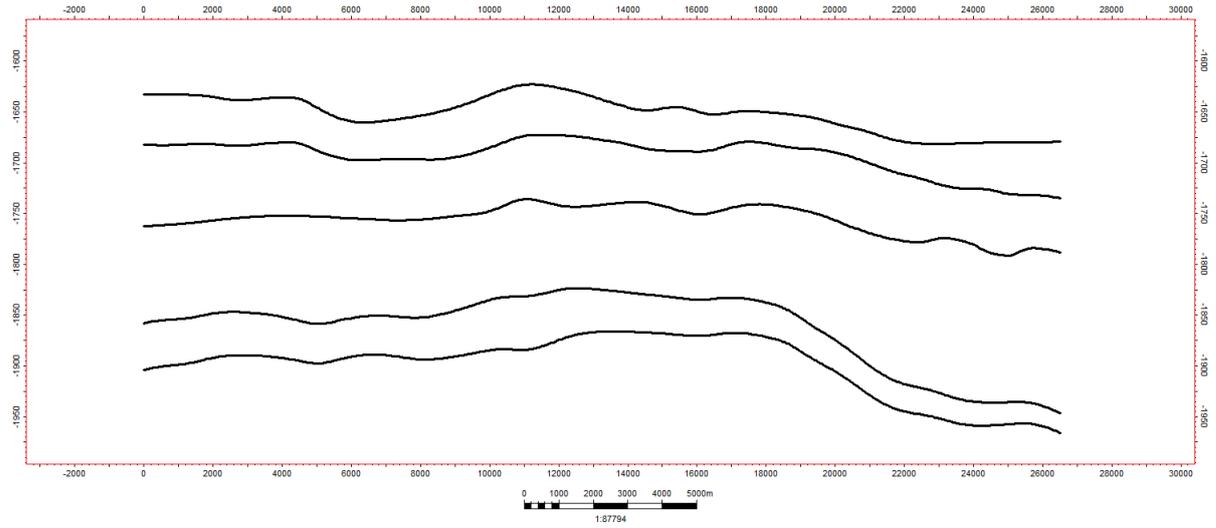
Приложение 8. Структурная карта кровли Як-IV в граница лицензионного участка



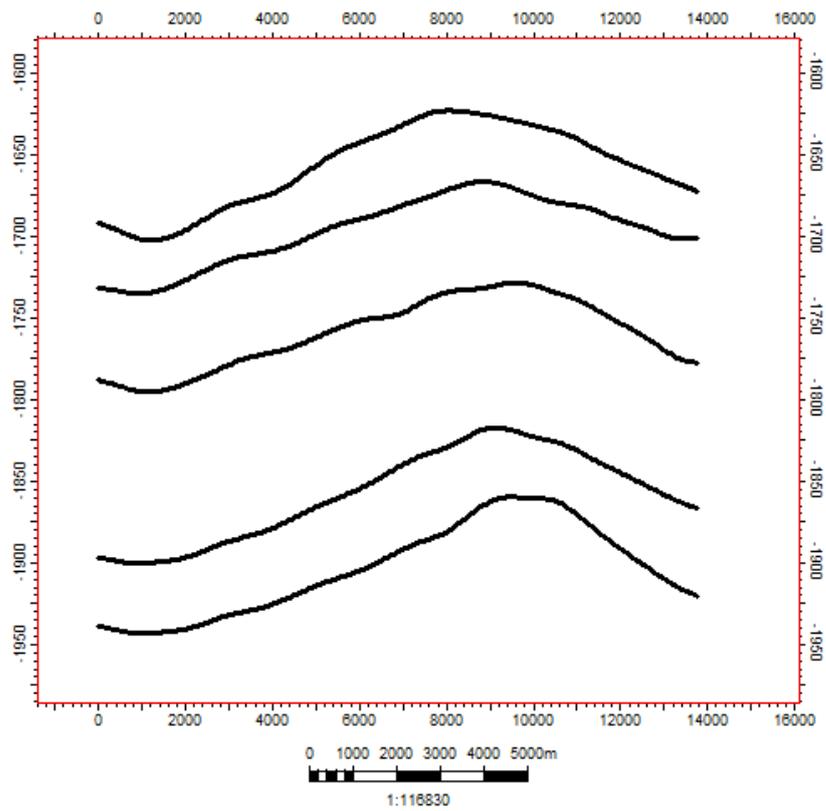
Приложение 9. Структурная карта подошвы Як-IV в граница лицензионного участка



Приложение 10. Геологический разрез в направлении север-юг



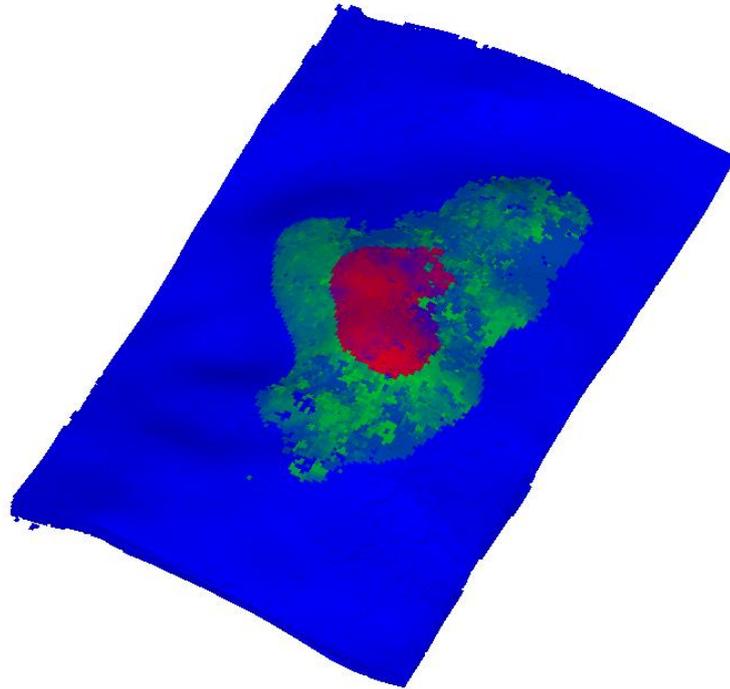
Приложение 11. Геологический разрез в направлении запад-восток



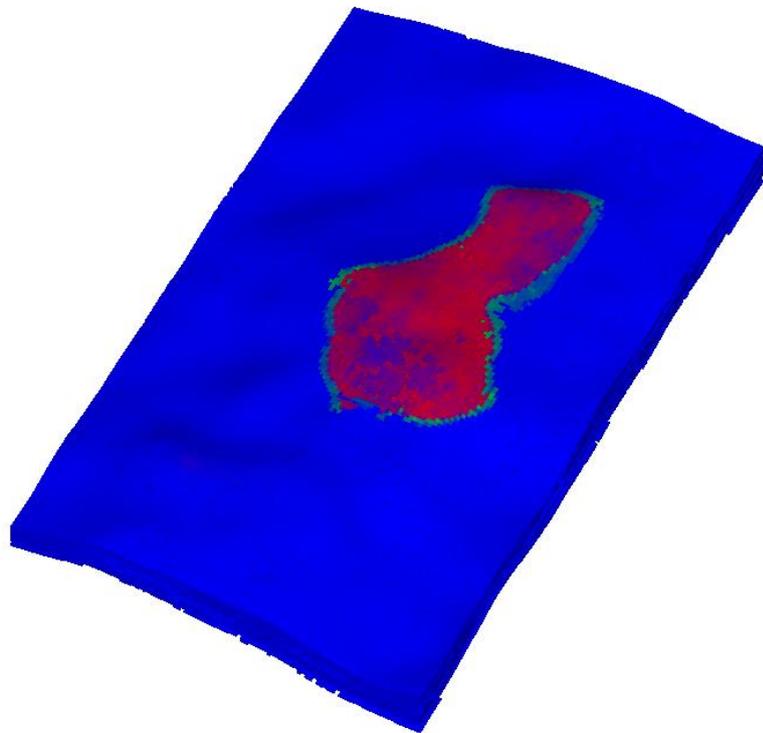
Приложение 12. Геометрические размерности трехмерной геологической сетки пластов Як-I, Як-II, Як-III, Як-IV.

Интервал	Средняя толщина, м		Размер ячеек			Количество ячеек			Общее количество ячеек	Тип вертикального строения
	По скважинам	По картам изохор	X	Y	Z (среднее)	I	J	K		
Як-I	41	48	100	100	0,42	140	266	100	3724000	Пропорциональный
Як-II	59	65	100	100	0,40	140	266	150	5586000	Пропорциональный
Як-III	105	126	100	100	0,38	140	266	300	11172000	Пропорциональный
Як-IV	39	33	100	100	0,41	140	266	90	3351600	Пропорциональный

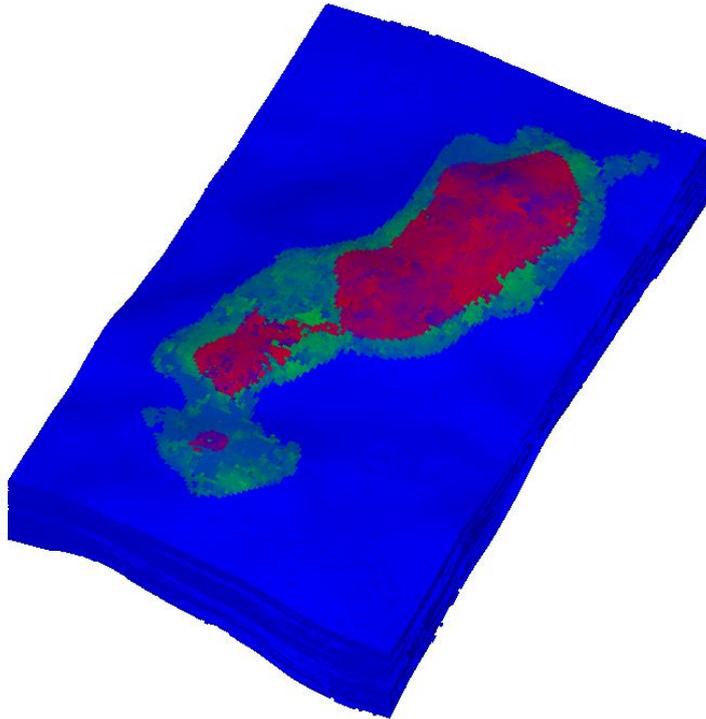
Приложение 13. Гидродинамическая модель пласта Як–I



Приложение 14. Гидродинамическая модель пласта Як–II



Приложение 15. Гидродинамическая модель пласта Як– III



Приложение 16. Гидродинамическая модель пласта Як– IV

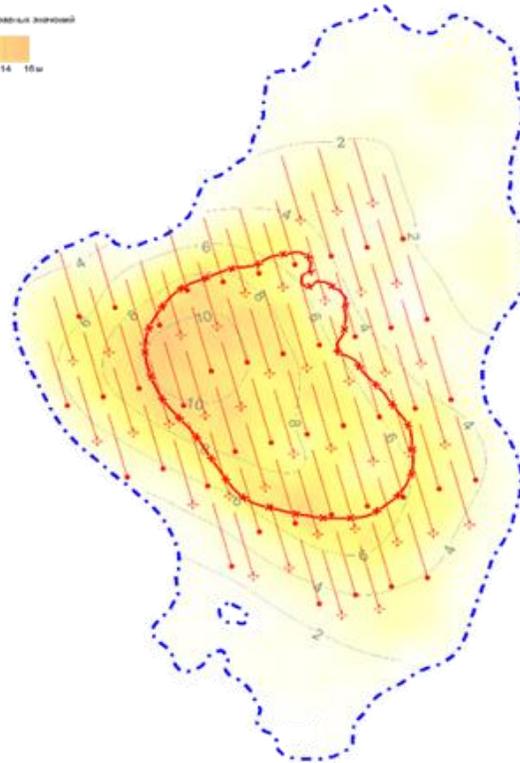


Приложение 17. Вариант разработки пласта Як-I, межрядное и межскважинное расстояние - 250 м



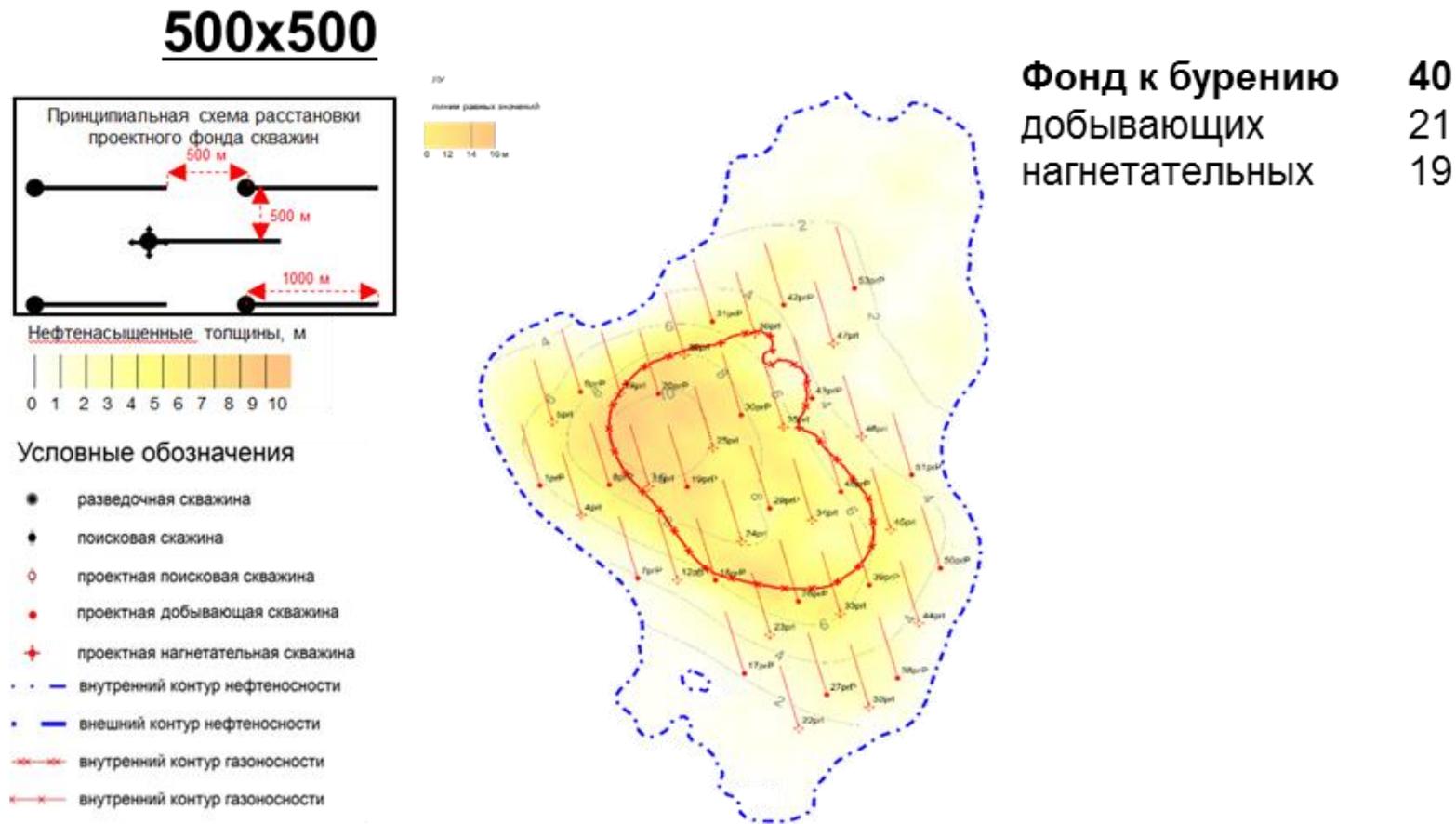
Условные обозначения

- разведочная скважина
- поисковая скважина
- ◇ проектная поисковая скважина
- проектная добывающая скважина
- ⊕ проектная нагнетательная скважина
- внутренний контур нефтеносности
- внешний контур нефтеносности
- внутренний контур газоносности
- внутренний контур газоносности



Фонд к бурению	80
добывающих	40
нагнетательных	40

Приложение 18. Вариант разработки пласта Як-І, межрядное и межскважинное расстояние - 500 м

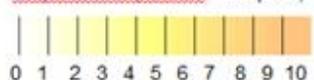


Приложение 19. Вариант разработки пласта Як-І, межрядное и межскважинное расстояние - 750 м

750x750



Нефтенасыщенные толщины, м

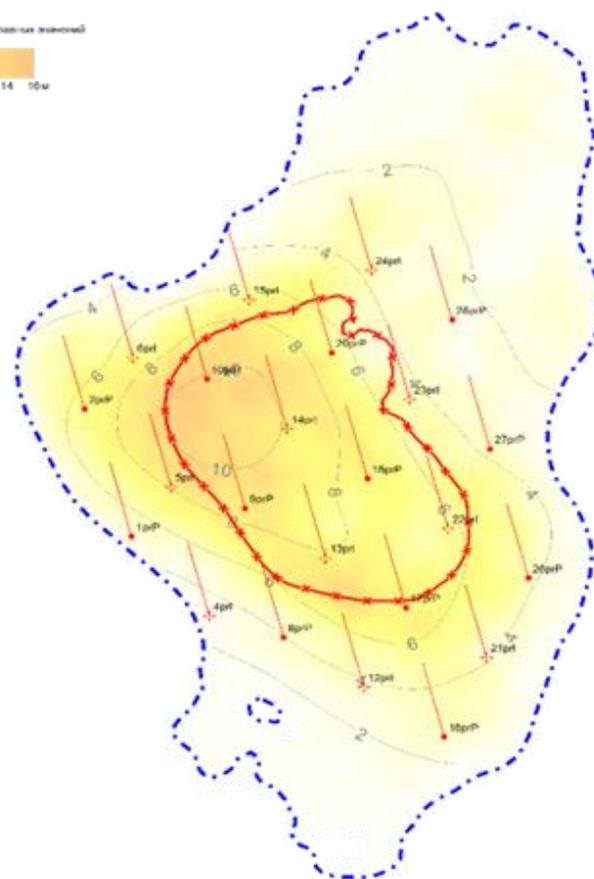


Условные обозначения

- разведочная скважина
- поисковая скважина
- ◇ проектная поисковая скважина
- проектная добывающая скважина
- ⊕ проектная нагнетательная скважина
- - - - - внутренний контур нефтеносности
- — — — — внешний контур нефтеносности
- --- --- внутренний контур газоносности
- --- --- внутренний контур газоносности

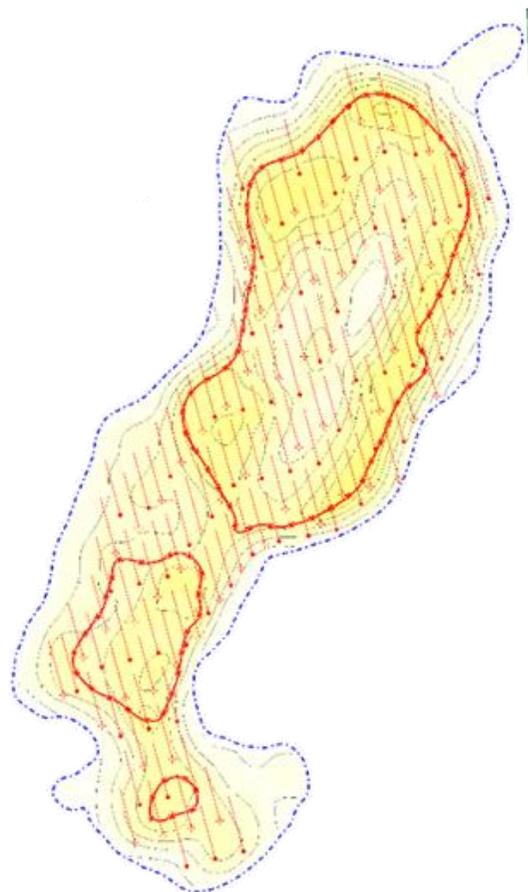
внешний контур нефтеносности

мил. разведочных скважин



Фонд к бурению	22
добывающих	11
нагнетательных	11

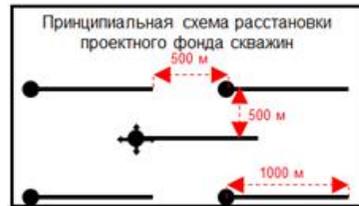
Приложение 20. Вариант разработки пласта Як-III, межрядное и межскважинное расстояние - 250 м



Фонд к бурению	137
добывающих	68
нагнетательных	69

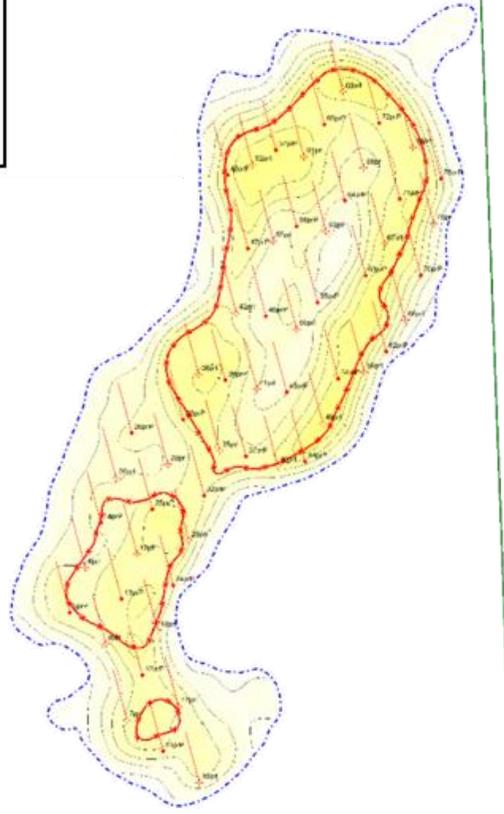
Приложение 21. Вариант разработки пласта Як-III, межрядное и межскважинное расстояние - 500 м

500x500



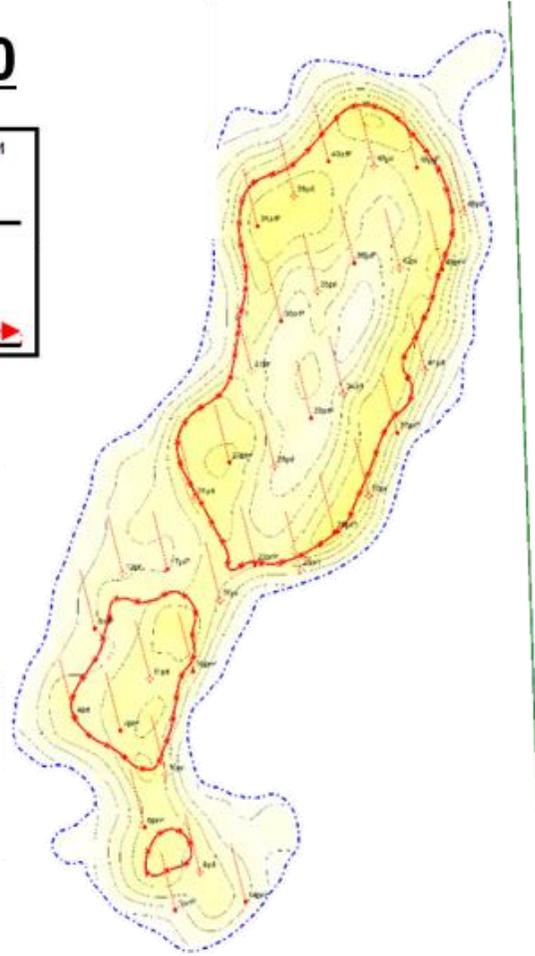
Условные обозначения

- разведочная скважина
- поисковая скважина
- проектная поисковая скважина
- проектная добывающая скважина
- ⊕ проектная нагнетательная скважина
- · · · · внутренний контур нефтеносности
- · · · · внешний контур нефтеносности
- --- --- внутренний контур газоносности
- --- --- внутренний контур газоносности



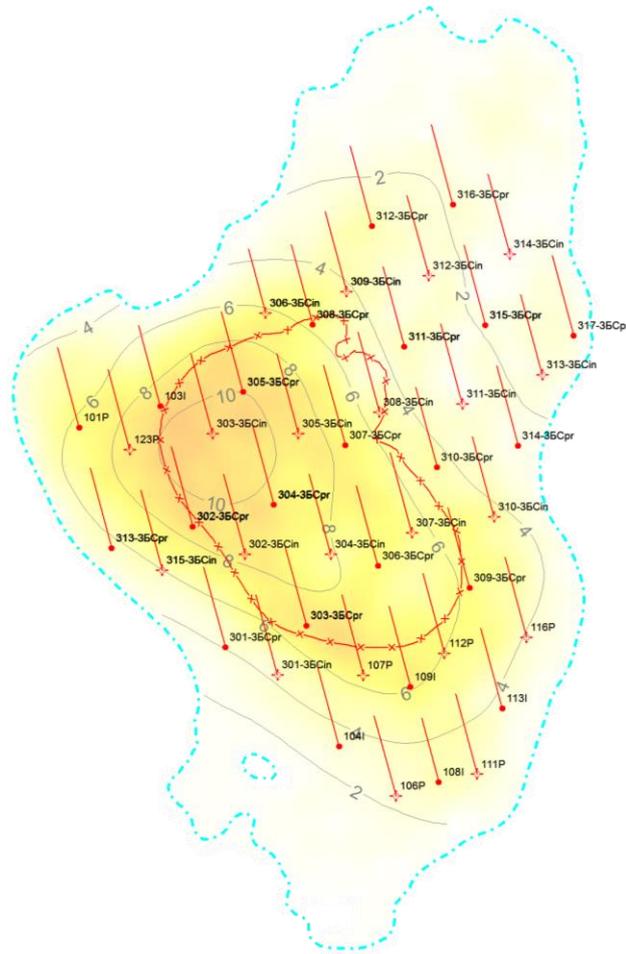
Фонд к бурению	56
добывающих	28
нагнетательных	28

Приложение 22. Вариант разработки пласта Як-III, межрядное и межскважинное расстояние - 750 м



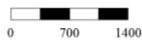
Фонд к бурению	35
добывающих	17
нагнетательных	18

Приложение 23. Проектный фонд варианта 1, карта нефтенасыщенных толщин объект Як-1

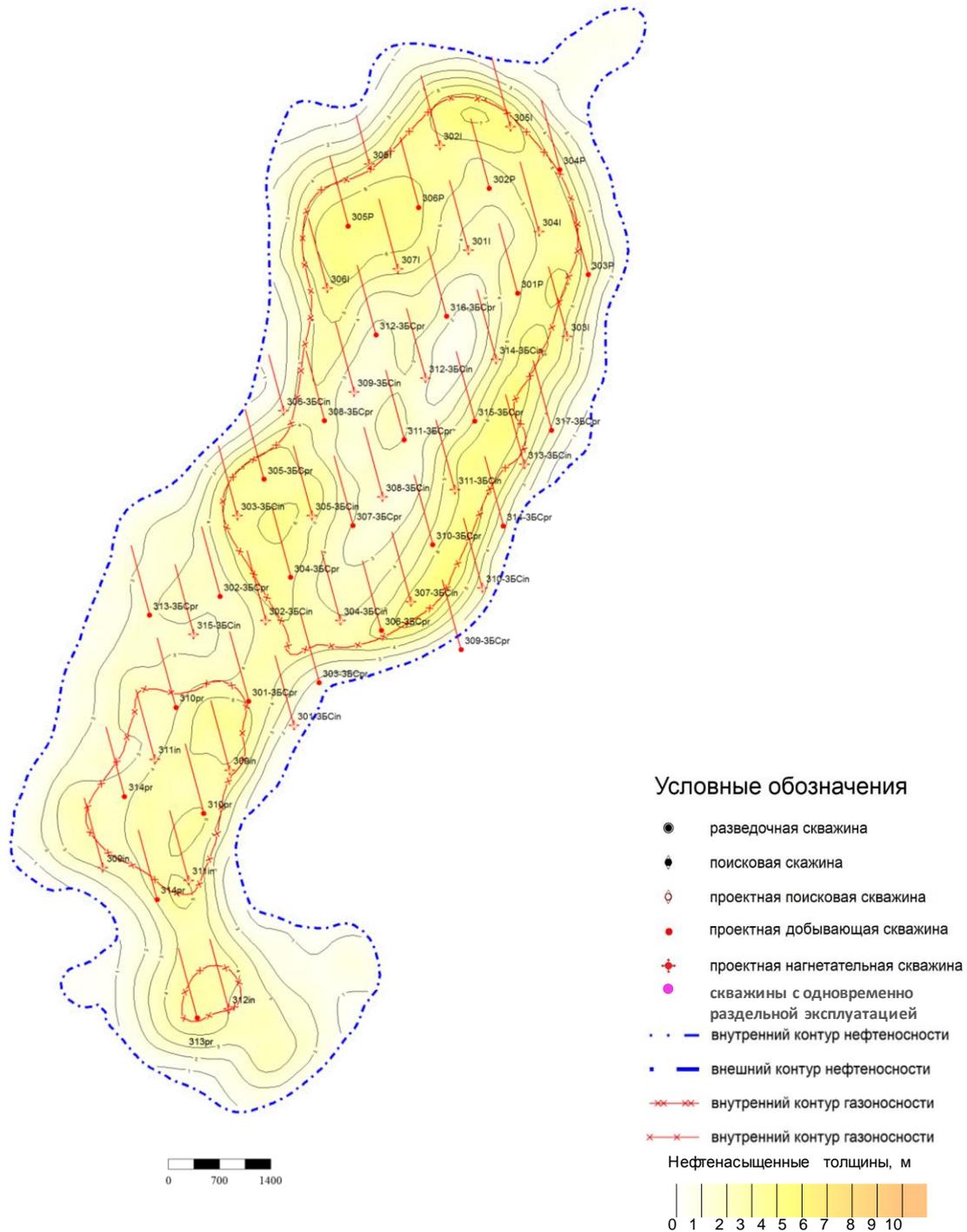


Условные обозначения

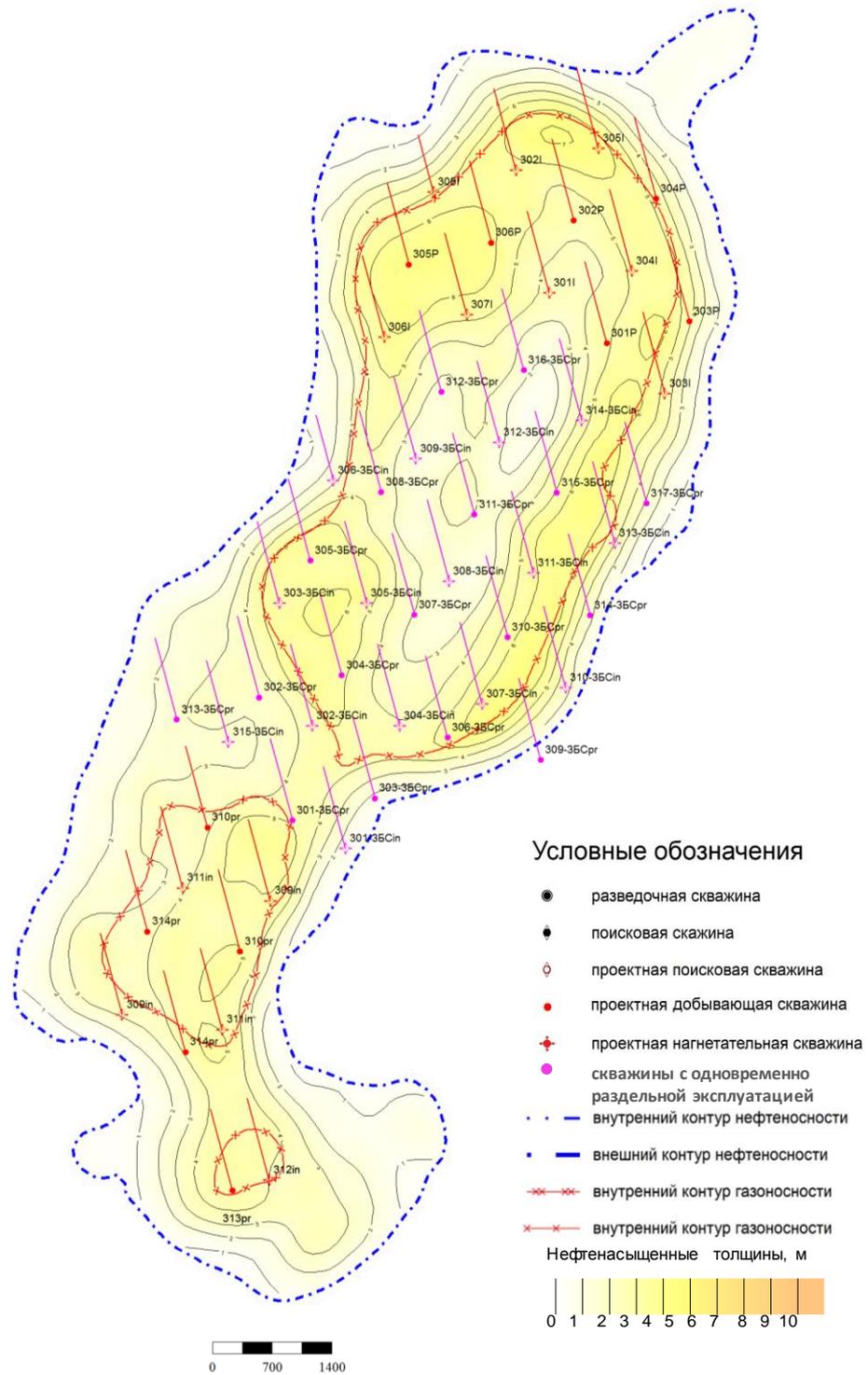
- разведочная скважина
- поисковая скважина
- проектная поисковая скважина
- проектная добывающая скважина
- ◆ проектная нагнетательная скважина
- скважины с одновременно раздельной эксплуатацией
- внутренний контур нефтеносности
- внешний контур нефтеносности
- внутренний контур газоносности
- внутренний контур газоносности



Приложение 24. Проектный фонд варианта 1, карта нефтенасыщенных толщин объект Як-Ш

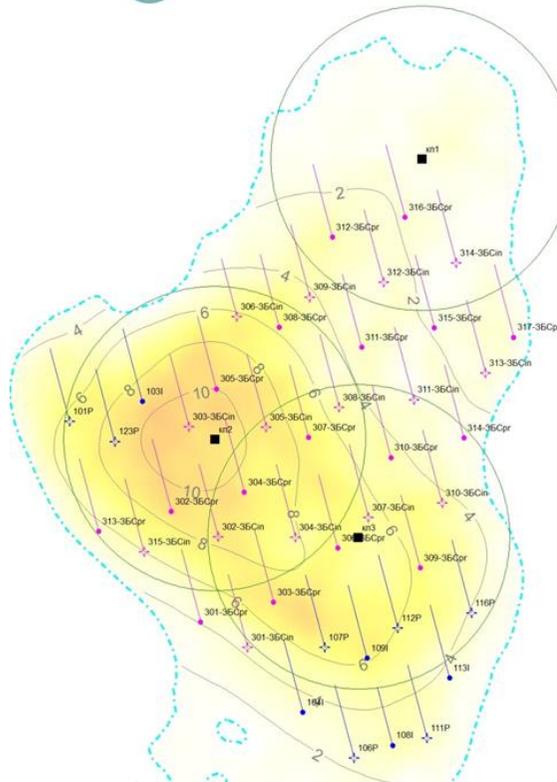


Приложение 26. Проектный фонд варианта 2, карта нефтенасыщенных толщин объект Як-Ш



Приложение 27. Оптимизация фонда. Пласт Як-1

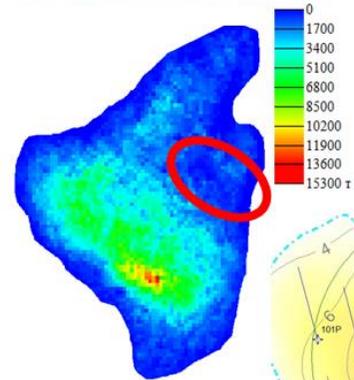
1 Рядная система



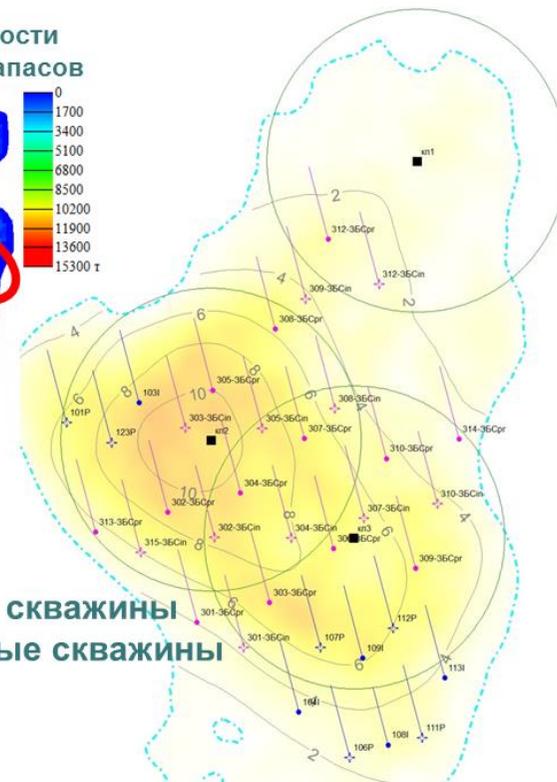
2 Анализ фонда

Скважина	Накопленная добыча нефти, тыс. м3	Накопленная добыча жидкости, тыс. м3	Накопленная добыча газа, тыс. м3
317-ZBSP	0.002	0.075	0.117
311-ZBSP	0.004	0.060	0.212
315-ZBSP	0.004	0.013	0.223
307-ZBSP	68.251	300.567	3686.066
314-ZBSP	80.081	986.348	3689.053
108I	91.390	1332.688	4687.944
306-ZBSP	96.023	1899.511	313797.48
310-ZBSP	104.167	1206.669	4992.062
301-ZBSP	108.894	884.836	5410.247
312-ZBSP	111.423	554.589	5207.866
316-ZBSP	118.321	1344.628	5557.888
113I	136.650	2590.502	6956.625
308-ZBSP	153.758	2769.063	7907.712
101P	179.188	2644.508	8073.211
304-ZBSP	187.236	3116.239	27091.011
103I	209.706	2999.088	10322.970
313-ZBSP	209.827	2260.418	9906.210
305-ZBSP	210.319	2243.231	10649.500
309-ZBSP	302.094	2939.949	18952.850
104I	444.690	4424.932	21139.819
303-ZBSP	622.356	8152.792	19970.410
302-ZBSP	712.919	8362.189	35182.294
109I	733.525	7740.282	37802.497

3 Карта плотности подвижных запасов



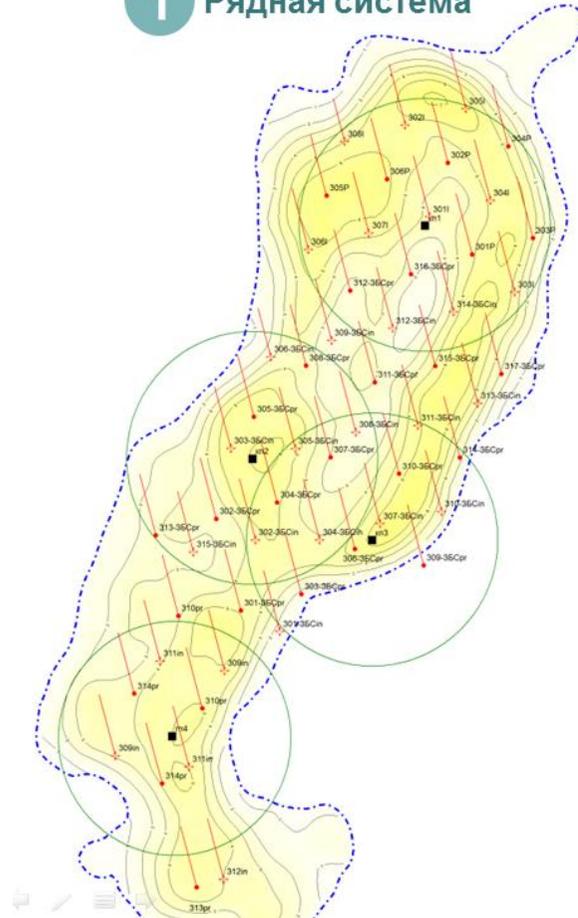
4 Оптимизированная система



- 3 добывающие скважины
- 4 нагнетательные скважины

Приложение 28. Оптимизация фонда. Пласт Як-III

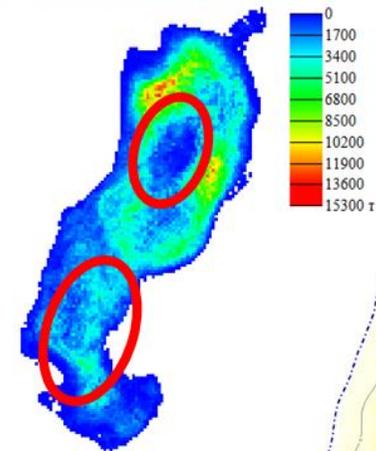
1 Рядная система



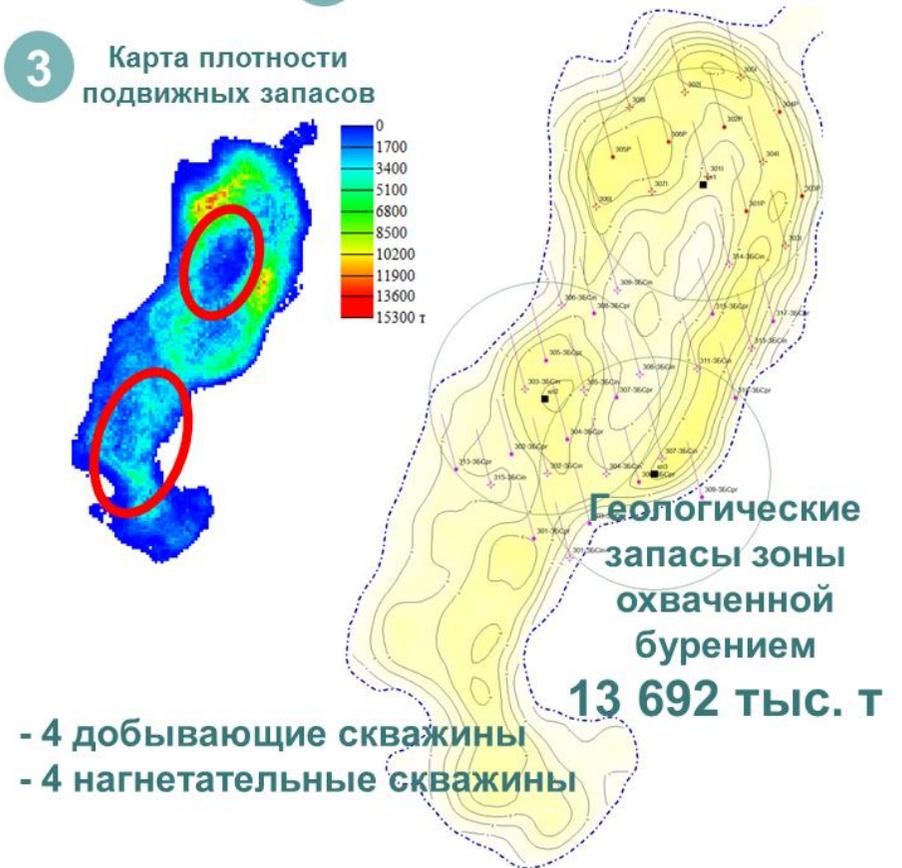
2 Анализ фонда

Скважина	Накопленная добыча нефти, тыс. м3	Накопленная добыча жидкости, тыс. м3	Накопленная добыча газа, тыс. м3
311-ZBSP	0.39	12.89	97.55
310-ZBSP	1.23	15.80	70.16
316-ZBSP	3.01	58.53	1062.75
312-ZBSP	5.12	268.15	185854.56
304P	28.76	220.39	1064.31
313-ZBSP	33.25	714.06	788.12
306P	36.56	235.99	117804.82
305-ZBSP	60.56	660.46	69532.66
304-ZBSP	73.24	1021.70	109632.99
302-ZBSP	78.87	1343.69	1695.09
301P	105.59	1226.47	144926.30
309-ZBSP	106.58	1238.05	3639.59
315-ZBSP	116.41	1056.94	163859.07
303P	121.48	1028.98	8150.23
302P	138.88	1508.34	169487.23
307-ZBSP	139.91	1049.18	60906.43
305P	148.55	1682.81	14300.01
308-ZBSP	157.15	1796.38	381354.10
306-ZBSP	163.09	2123.06	112582.07
303-ZBSP	251.62	2187.53	10834.64
317-ZBSP	334.98	2818.97	11011.54
301-ZBSP	413.84	7217.19	144926.30
314-ZBSP	487.21	5822.97	41536.27

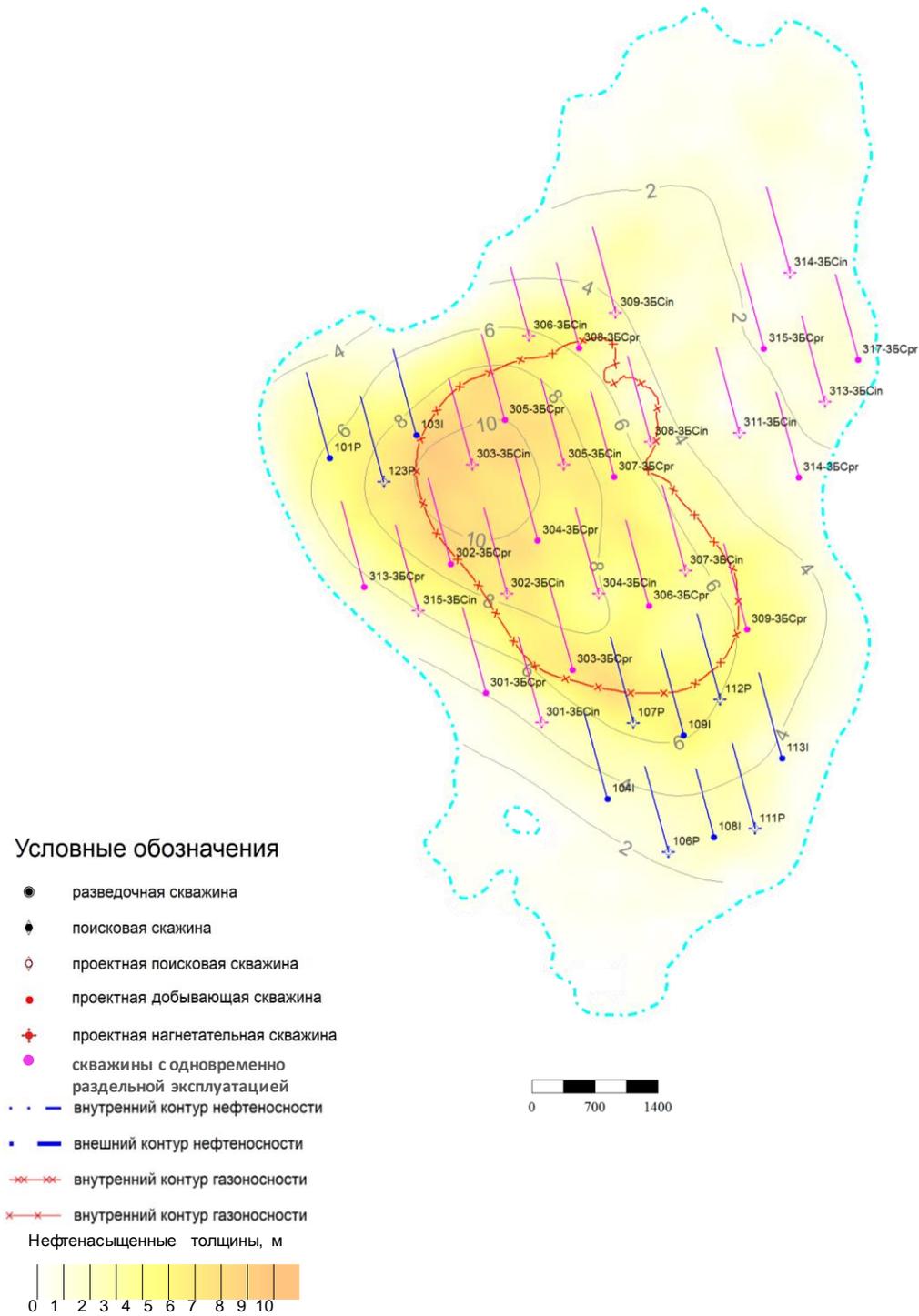
3 Карта плотности подвижных запасов



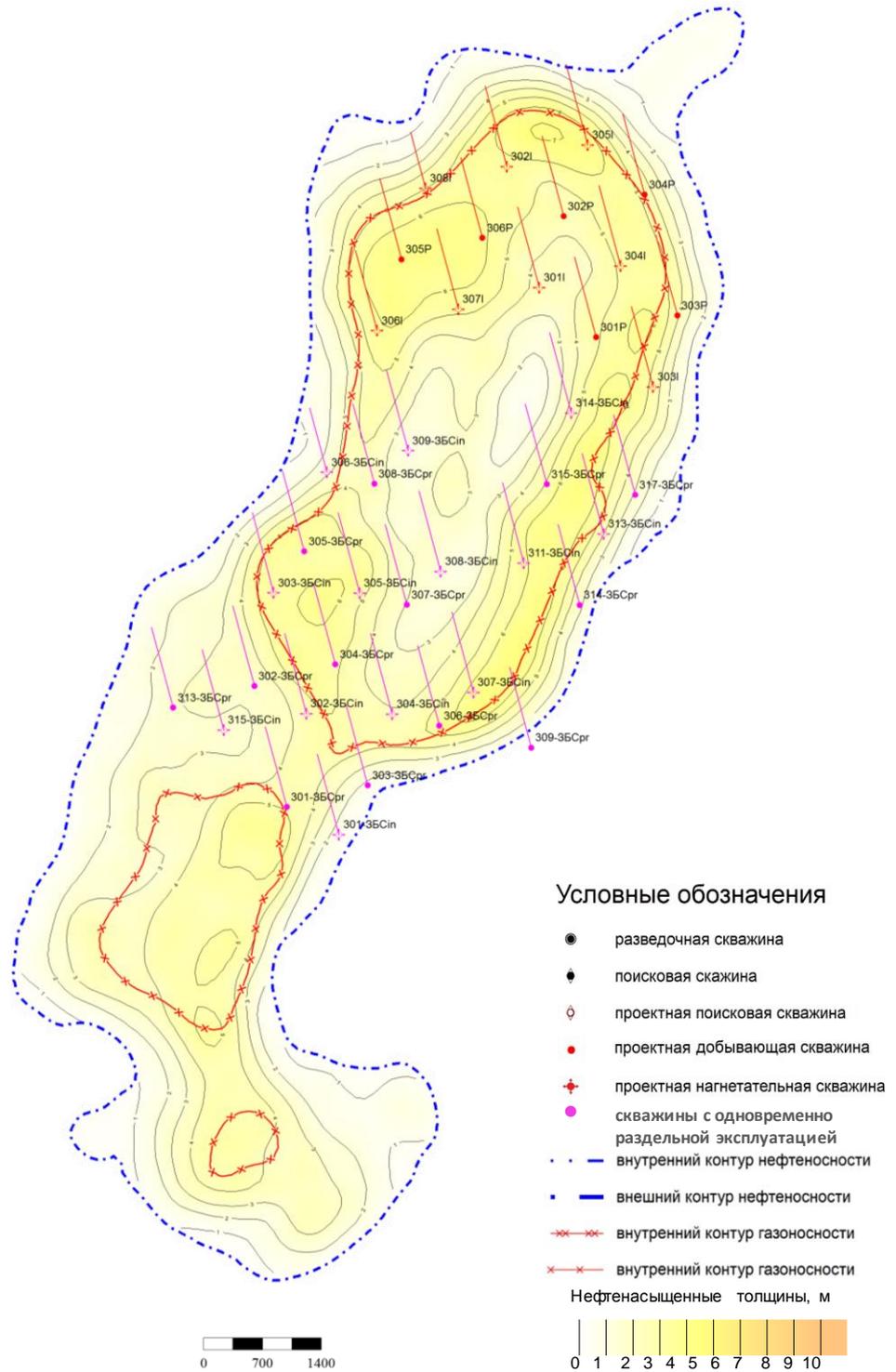
4 Оптимизированная система



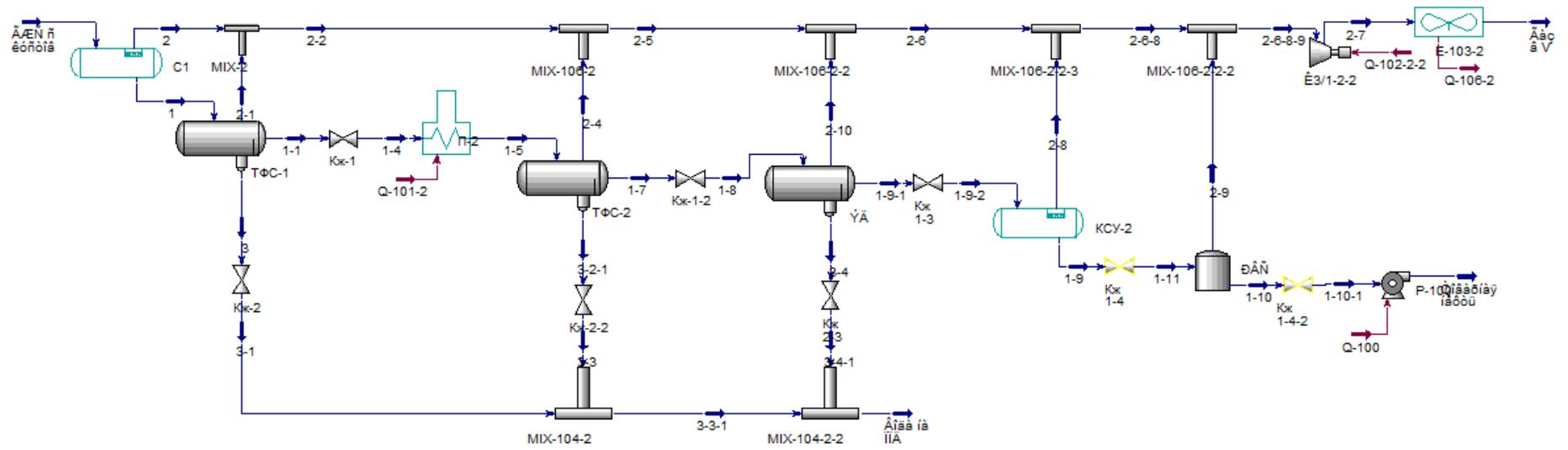
Приложение 29. Проектный фонд варианта 3, карта нефтенасыщенных толщин объект Як-1



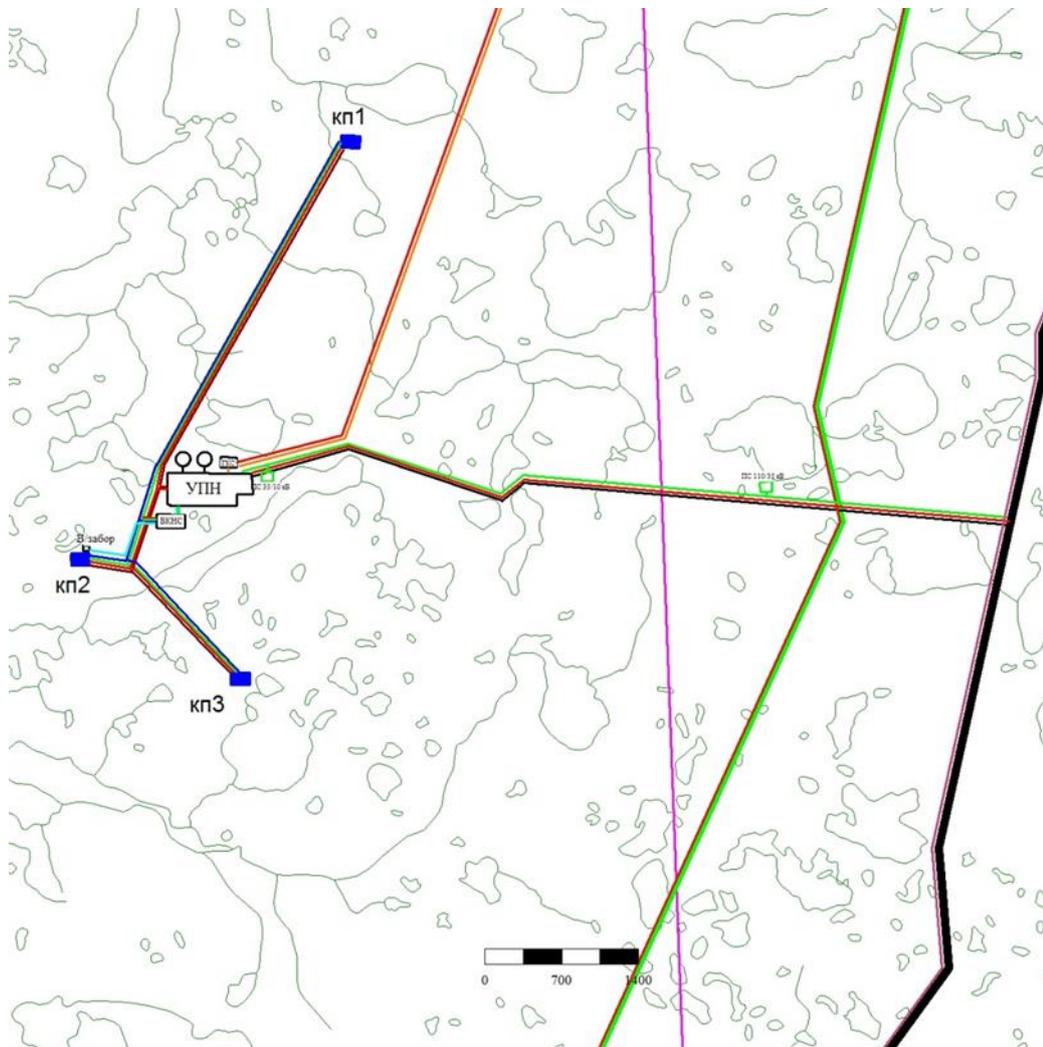
Приложение 30. Проектный фонд варианта 3, карта нефтенасыщенных толщин объект Як-III



Приложение 31. 1 вариант обустройства. Схема УПН выполненная в «Aspen HYSYS»

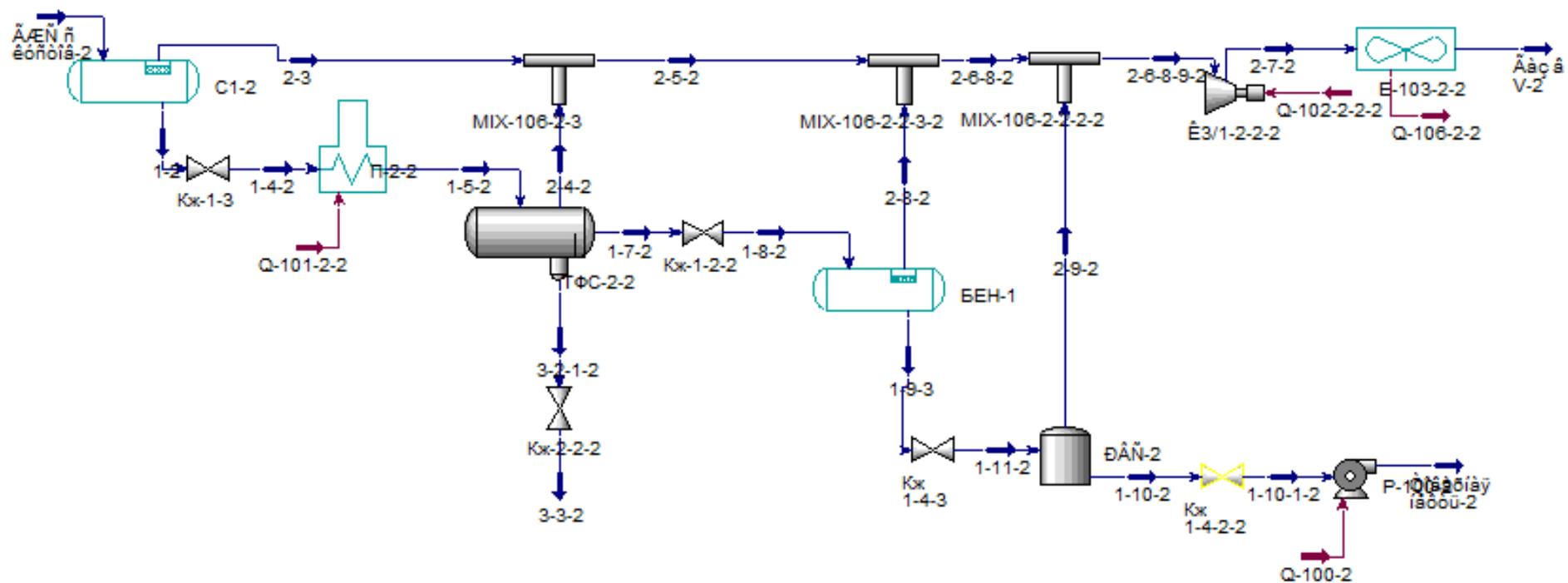


Приложение 32. 1 вариант обустройства. Схема площадных и линейных объектов выполненная в РН-КИН

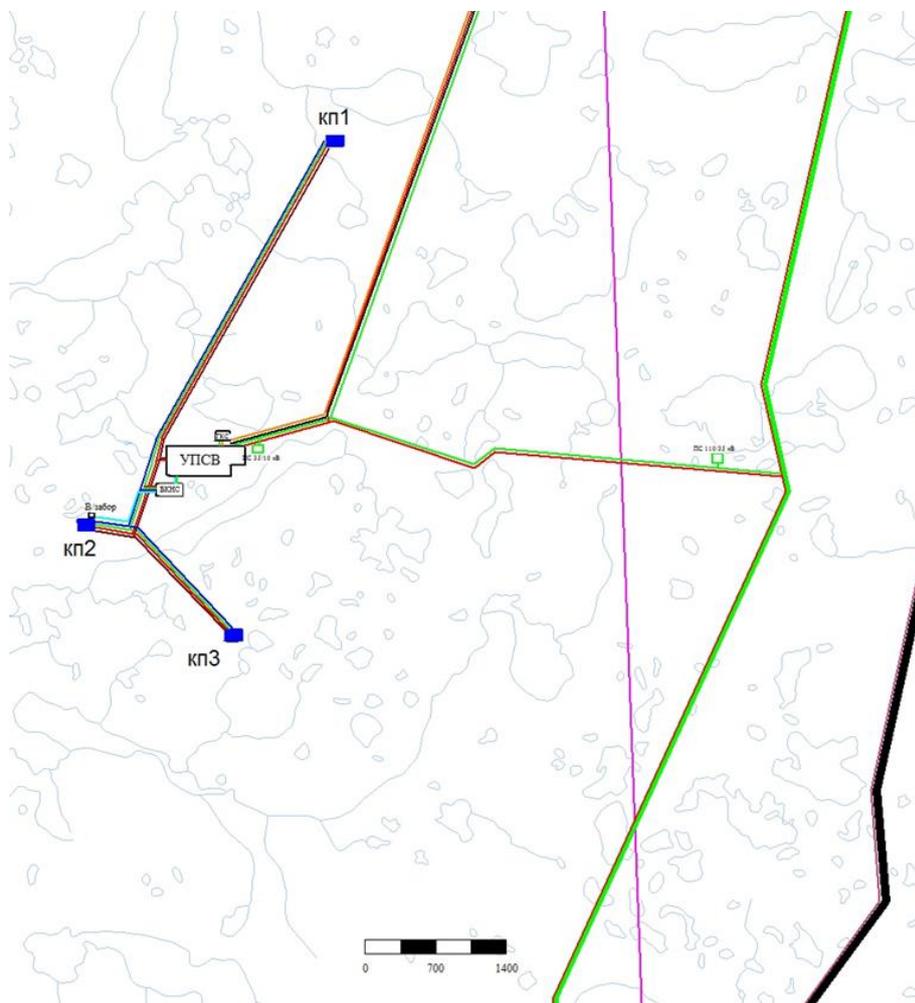


-  Нефтепровод
-  ВЛ
-  Дорога
-  Газопровод
-  Граница ЛУ
-  Водовод высокого давления
-  Водовод низкого давления

Приложение 33. 2 вариант обустройства. Схема УПН выполненная в «Aspen HYSYS»

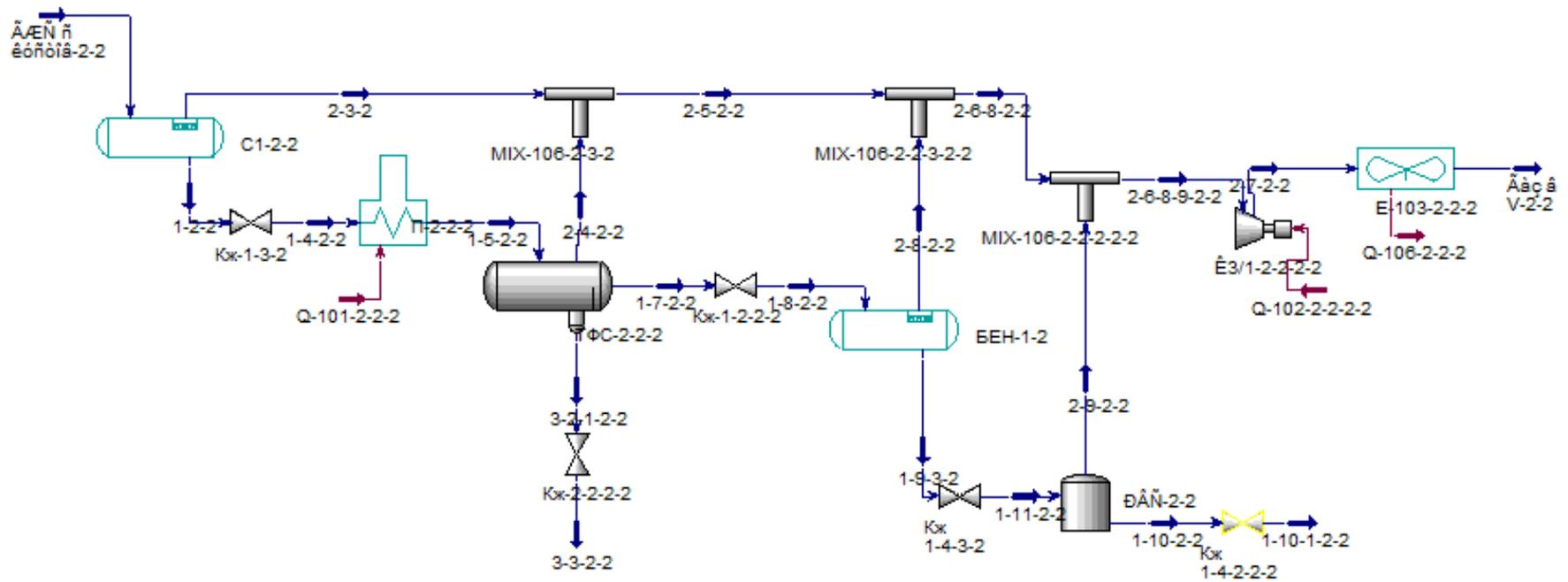


Приложение 34. 2 вариант обустройства. Схема площадных и линейных объектов выполненная в РН-КИН

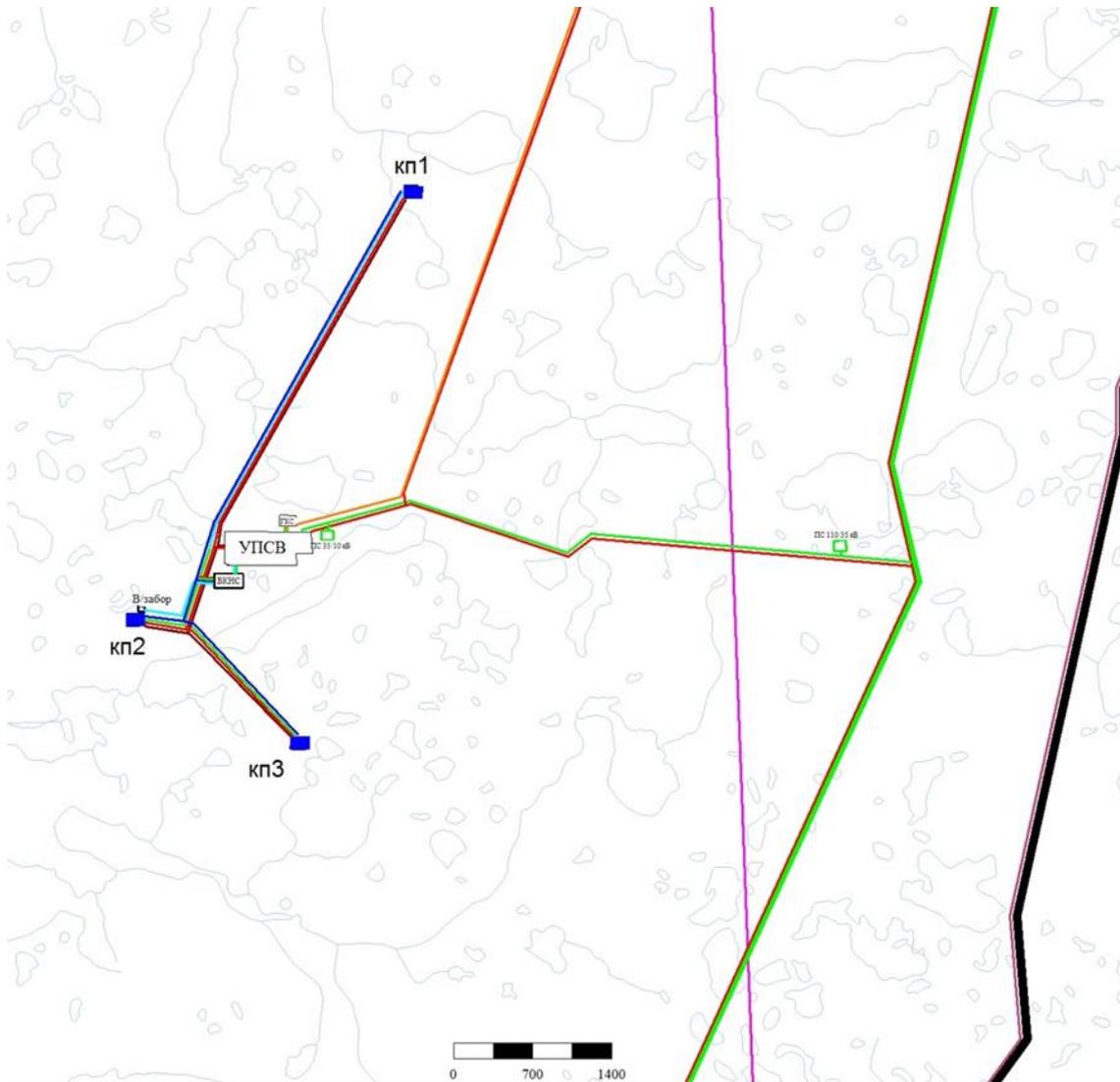


- Нефтепровод
- ВЛ
- Дорога
- Газопровод
- Граница ЛУ
- Водовод высокого давления
- Водовод низкого давления

Приложение 35. 3 вариант обустройства. Схема УПН выполненная в «Aspen HYSYS»



Приложение 36. 3 вариант обустройства. Схема площадных и линейных объектов выполненная в РН-КИН



-  Нефтепровод
-  ВЛ
-  Дорога
-  Газопровод
-  Граница ЛУ
-  Водовод высокого давления
-  Водовод низкого давления

Приложение 37. Налоговая среда РФ для нефтегазодобывающих предприятий

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
Налоги, относимые на себестоимость	
1. Налог на добычу полезных ископаемых (нефть)	2018 год 5 851 руб, 2018 год 6 290 руб, с 2018 года 6 634 руб. за тонну нефти (559 руб. за тонну с учётом умножения на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – $K_{ц}=11,8683$; коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов – $K_{в}=1$; коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр, $K_{з}=1$)
3. Налог на добычу полезных ископаемых (попутный газ)	2018 год 471 руб./т, с 2018 года 552 руб./т .
4. Налог на добычу газового конденсата	2018 год 647 руб./т, с 2018 года 679 руб./т .
5. Страховые взносы ¹	
- пенсионный фонд	22 % от начисленной суммы фонда оплаты труда 26 % от начисленной суммы фонда оплаты труда (с 2014 г.)
- фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
- фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
6. Страхование от несчастных случаев на производстве	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
7. Плата за землю	1-5 год - 2,135 млн.р. 6-10 год - 4,270 млн.р. 11-14 год - 6,405 млн.р. 15+-8,540 млн.р.
Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат	
1. Налог на добавленную стоимость	0 % при реализации товаров, вывезенных в таможенном режиме экспорта
2. Налог на имущество предприятий	2,2 % от среднегодовой стоимости основных фондов.
3. Налог на прибыль	20% от полученных доходов, уменьшенных на величину произведённых расходов, учитываемых в целях налогообложения, в

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
	денежном выражении.

Приложение 37. Распределение налогов в федеральный, территориальный и местный бюджеты

Наименование налога	Ставка налога	Распределение суммы налога по бюджетам, %		
		федеральный	областной	местный
Налог на добычу полезных ископаемых	В зависимости от вида продукции	100	-	-
Страховые взносы	30 %/34 %	91,2	8,8	
Страхование от несчастных случаев	0,5 %	100	-	-
Налог на имущество предприятий	2,2 %	-	100	-
Плата за землю	по фактическим данным	-	-	100
Налог на прибыль	20 %	10	90	-

Приложение 38. Анализ чувствительности рекомендуемого варианта разработки и обустройства L

Колебания показателей (+/- %, %)	Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	Внутренняя норма доходности, %	Срок окупаемости, годы	Индекс доходности инвестиций, д.ед
Влияние изменения цены нефти				
-40	-179	14.9	не окуп.	0.99
-20	1 617	15.8	21	1.06
20	5 206	17.4	15	1.19
40	6 990	18.2	13	1.26

Колебания показателей (+/- %,%)	Чистый дисконтированный доход, млн.руб.	Внутренняя норма доходности, %	Срок окупаемости, годы	Индекс доходности инвестиций, д.ед
Влияние изменения добычи нефти				
-40	-948	14.6	не окуп.	0.97
-20	1 233	15.6	23	1.05
20	5 588	17.6	14	1.20
40	7 748	18.6	13	1.28
Влияние изменения капитальных затрат				
-40	13 873	23.8	9	1.85
-20	8 654	19.6	12	1.40
20	-1 869	14.2	не окуп.	0.94
40	-7 200	12.4	не окуп.	0.81
Влияние изменения операционных затрат				
-40	5 030	17.3	15	1.18
-20	4 223	17.0	16	1.15
20	2 606	16.2	18	1.10
40	1 797	15.8	20	1.07

Приложение 39. Идентификация рисков, анализ их возникновения и способы контроля

Риски	Описание	Мероприятия по снижению	Вероятность возникновения	Масштаб воздействия	Управляемость
Геологические	Неподтверждение начальных геологических запасов; Расположение контактов; Неподтверждение структуры; Открытие залежи в северной части месторождения.	Программа доизучения (закладывание разведок в краевых зонах залежей); Качественное выполнение ГИС, интерпретации ГИС, исследований керна и пластовых флюидов; Контроль качества ГМ и ГДМ, корректный прогноз.	Средняя	Высокий	Низкая
Проектные документы	Невозможность проектирования без своевременно разработанной документации.	Заключение договоров согласно процедуре контрактования.	Низкая	Средний	Высокая
Использование ПНГ	Недостижение целевого уровня утилизации попутного нефтяного газа к началу разработки месторождения по причине срывов срока строительства газопровода на месторождение V.	Строительство и своевременный ввод комплекса газовых объектов месторождения L.	Низкая	Средний	Средняя
Технологические	Невозможность бурения скважины конструкции типа TAML 5;	Качественные исследования пластовых флюидов; Расчет более детального	Средняя	Высокий	Средняя

Риски	Описание	Мероприятия по снижению	Вероятность возникновения	Масштаб воздействия	Управляемость
	Неподтверждение эффективности устройства контроля притока; Ограничение добычи в следствии нехватки пропускной способности трубопроводов; Преждевременные прорывы газа и воды.	прогноза уровней добычи; Подбор оптимальных режимов эксплуатации скважин.			
Логистика	Отсутствие эффективной круглогодичной логистической схемы в условиях полной автономии. Сокращение сроков эксплуатации зимних дорог. Срыв навигационных поставок.	Качественное и своевременное планирование поставок. Заключение договоров изготовления и поставок с учетом сезонности завоза оборудования и материалов.	Средний	Высокий	Высокая
Экологические	Вероятность расположения месторождения на месте захоронения сибирской язвы, а также на пути калания оленьего стада.	Смещение линейных и площадных объектов месторождения, пересмотр сроков строительства.	Низкая	Высокий	Низкая
Внешние факторы	Изменение налогового законодательства, динамики	Лоббирование интересов в государственных налоговых	Низкая	Средний	Низкая

Риски	Описание	Мероприятия по снижению	Вероятность возникновения	Масштаб воздействия	Управляемость
	цен на УВС.	органах; Корректировка экономической модели.			