

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

РЕКОМЕНДОВАНО К ЗАЩИТЕ
В ГЭК
Директор Политехнической школы
_____ М.О. Писарев
_____ 2020 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
магистра

КОНЦЕПЦИЯ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЯ «В»

03.04.02 Физика

Магистерская программа

«Концептуальный инжиниринг месторождений нефти и газа»

Выполнили работу
(групповой проект)
студенты 2 курса
очной формы обучения

Газизов Альберт Ильфатович
Девяшина Алиса Сергеевна
Кырманова Ираида Юрьевна
Сабитов Талгат Рашидович
Толордава Елена Алексеевна

Научный руководитель
*Доцент, кандидат
геолого-минералогических наук*

Забоева Александра Александровна

Рецензент
*Руководитель программ по
развитию семейств
специальностей
Функции «Инжиниринг,
реинжиниринг»
ООО «Газпромнефть- НТЦ»*

Шевелёв Тихон Геннадьевич

Тюмень
2020

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ	5
ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ	6
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ И МЕСТОРОЖДЕНИИ	6
ГЛАВА 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	9
2.1 РАЙОНИРОВАНИЕ ОБЪЕКТА	9
2.2 ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ.....	9
2.3 НЕФТЕГАЗОНОСНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ	11
2.4 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ.....	12
ГЛАВА 3. МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	15
3.1 ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ.....	15
3.1.1 ОТБОР КЕРНА.....	15
3.1.2 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИС: ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ	16
3.1.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ.....	17
3.1.4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОРИСТОСТИ И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ	19
3.2. КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ	21
3.3 СОЗДАНИЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ МОДЕЛЕЙ	28
3.3.1 ПОДБОР ИСХОДНЫХ ДАННЫХ	28
3.4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ	29
3.4.1 СОЗДАНИЕ СТРУКТУРЫ	30
3.4.2 ОБОСНОВАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ СЕТКИ.....	33
3.4.3. СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ ЛИТОЛОГИИ И ФЕС	34
3.5 PVT-МОДЕЛЬ	37
3.6. ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ.....	41
3.6.1 ПОДГОТОВКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ	41
3.6.2 ОБОСНОВАНИЕ ОФП, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В МОДЕЛЯХ	44
3.6.3 СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В МОДЕЛЯХ.....	47
3.6.4 ОПИСАНИЕ НАЧАЛЬНЫХ И ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ	48
3.6.5 АДАПТАЦИЯ	49
ГЛАВА 4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	50
4.1 ОБОСНОВАНИЕ ТИПА СКВАЖИНЫ	50

4.2 СИНТЕТИЧЕСКАЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ	51
4.3 ОБОСНОВАНИЕ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА СКВАЖИН	53
4.4 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОЙ И ОПТИМАЛЬНОЙ ДЕПРЕССИИ.....	54
4.5 ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА СКВАЖИН	56
4.6 ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	60
4.7 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ.....	62
ГЛАВА 5. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ.....	63
ГЛАВА 6 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМАМ СБОРА, ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА	65
6.1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ ПО ОБУСТРОЙСТВУ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	65
6.2 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБУСТРОЙСТВУ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	68
6.3 СИСТЕМА СБОРА.....	69
6.4. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ УКПГ	70
6.4.1 НИЗКО-ТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ	71
6.4.2 АДСОРБЦИЯ	71
6.4.3. АБСОРБЦИЯ	72
6.5 СИСТЕМА СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН.....	75
6.6 ГАЗОСБОРНЫЕ СЕТИ.....	75
6.7 ВНЕШНИЙ ТРАНСПОРТ	79
6.8 ДОЖИМНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ.....	81
6.9 ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ, ВЫБОР ТИПА УСТАНОВКИ.....	81
6.10 ЛОГИСТИКА	86
6.11 ВСПОМОГАТЕЛЬНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА	89
6.11.1 ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	89
6.11.2 УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ.....	91
6.11.3 ВОДОСНАБЖЕНИЕ	93
ГЛАВА 7. ЭКОНОМИКА ПРОЕКТА	94
ГЛАВА 8. УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ.....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	102
СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА.....	104
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	106

ВВЕДЕНИЕ

Компания принимает решение о покупке нового лицензионного участка в 2020 году. В настоящий момент произведена предварительная оценка геологических запасов месторождения и участок выставлен на торги.

Целью выполнения работы является формирование рентабельной стратегии разработки с учетом геологических особенностей залегания сеноманских отложений.

В ходе выполнения работы необходимо решить следующие задачи:

1. Оценить перспективность разработки месторождения
2. Построить цифровые модели месторождения
3. Сформировать оптимальную систему разработки
4. Создать стратегию обустройства месторождения
5. Провести экономическую оценку проекта и анализ рисков

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АВО – аппарат воздушного охлаждения

ВГФ – водо-газовый фактор

ГДМ – гидродинамическая модель

ГИС – геофизические исследования скважин

ГМ – геологическая модель

ГС – горизонтальная скважина

КИГ – коэффициент извлечения газа

МЗС – многозабойная скважина

НГЗ – начальные геологические запасы

ОПР – опытно-промышленная разработка

РИГИС – результаты интерпретации ГИС

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ФМ – фильтрационная модель

ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ И
МЕСТОРОЖДЕНИИ

Месторождения «В» расположено на территории Ямало-Ненецкого автономного округа в Пуровском районе.

Ближайшим населенным пунктом является п.г.т. Уренгой, находящийся северо-западнее месторождения на 30 км.

П.г.т Уренгой расположен на берегу реки Пур в 245 км от её истока, в междуречье её притоков Большая и Малая Хадырьяха, недалеко от впадения в неё реки Ево-Яха. Имеется речной порт.

В 15 км от Уренгоя на левом берегу р.Пур находится бывший посёлок Коротчаево, в настоящий момент являющийся районом г. Новый Уренгой, с ж/д станцией Коротчаево, расположенной на линии Тюмень — Сургут — Новый Уренгой. Связь между Коротчаево и Уренгоем осуществляется по понтонной переправе.

На расстоянии 150 км севернее от посёлка Уренгой находится районный центр г. Тарко-Сале. Город имеет железнодорожную станцию, которая располагается в п. Пуровск. Аэропорт находится в пределах федеральной автомобильной трассы Сургут — Салехард. Основное авиатранспортное сообщение происходит с Салехардом, с. Толька, Новым Уренгоем (с 2013 г.), с. Красноселькуп. Работают авиаподразделения авиакомпаний «ЮТэйр», «Ямал» по выполнению вертолётных работ. Аэропорт 3 класса. Идет регулярное автобусное сообщение с ж/д станцией Пуровск.

Территория Пуровского района определена рельефом низменной равнины с небольшими поднятиями до 150 метров в высоту к югу. Абсолютные отметки высот изменяются в пределах от 15 до 50 м. Русла рек имеют извилистость. На разделении двух рек Пура и Таза располагается одноименная Таз-Пурская возвышенность. Данная расчлененная равнина приподнята до высот 78 – 80 м.

В Пуровском районе из полезных ископаемых добывают и производят строительный песок, добывают глины, самоцветы – агат и сердолик, которые встречаются в долине Пура.

Для района характерен суровый климат. Низкие температуры обусловлены положением в высоких широтах, а также влиятельный фактор – это близость Северного Ледовитого океана.

В феврале средняя температура составляет -22°C . Абсолютный минимум был зарегистрирован в Уренгое -63°C . Средняя температура в июле $+9^{\circ}\text{C}$, абсолютный максимум положительной температуры составляет $+34^{\circ}\text{C}$.

Другим фактором, оказывающим влияние на погодные условия, является зависимость от циклонов и антициклонов, которые образуются над Северной Атлантикой, Европой и Средней Азией.

Из-за низких температур и сурового климата образовалась корка вечной мерзлоты, мощность которой доходит до 300 метров и имеет два слоя: верхний – современный, мощностью 15 метров, и нижний – реликтовый слой, который начинается на глубине 80 метров - толщиной 200 метров. [3]

У месторождения «В» сложное геологического строение, обусловленное условиями формирования тектогенезов и коллекторов. Промышленная нефтегазоносность представлена следующими отложениями:

Апт-альб-сеноманского комплекса - (пласты ПК₁, ПК₉, ПК₁₂¹, ПК₁₂², ПК₁₃¹, ПК₁₄, ПК₁₅¹, ПК₁₆⁰, ПК₁₆¹, ПК₁₆², ПК₁₆³, ПК₁₇¹, ПК₁₇²⁻¹, ПК₁₇²⁻², ПК₁₉¹, ПК₁₉² и ПК₂₀);

Берриас-валанжина - (пласты АТ₆², АТ₇, АТ₈¹, АТ₈², АТ₉, АТ₁₀¹, АТ₁₁, БТ₀, БТ₁¹, БТ₁², БТ₂¹, БТ₄², БТ₅³, БТ₁⁰, БТ₁¹);

Ачимовскими отложениями - (Ач₂);

Юрскими отложениями - (пласты ЮГ₂, ЮГ₄).

Более детальная информация по пластам ПК₁-ПК₃ получена из геофизических данных. Исследования ГИС представлены в 8 скважинах. На основе этой информации построена геологическая модель для оценки запасов ЛУ, которая была взята за основу построения гидродинамической модели,

описывающей физические параметры пласта, такие как пористость, проницаемость и газонасыщенность, предложена концепция разработки месторождения.

ГЛАВА 2. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

2.1 РАЙОНИРОВАНИЕ ОБЪЕКТА

Месторождения «В» находится на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа, оно было открыто в 1982 г., его площадь составляет 600 км². Залежь относится к юго-западной части Тазовского нефтегазоносного района Пур-Тазовской нефтегазоносной области.

Коллекторы имеет линзовидную структуру с глинистыми перемычками и прослоями известняков.

2.2 ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Месторождения «В» расположено в северной части Западно-Сибирской плиты.

Продуктивность на месторождении установлена от кровли покурской свиты (пласт ПК₁) до тюменской свиты, пласты ЮГ₂₋₃ и ЮГ₄.

Продуктивные пласты покурской свиты ПК относятся к апт-альб-сеноманскому нефтегазоносному комплексу. Залежи свиты выделяются как резервуары с высокой литологической и фациальной неоднородностью. Данные залежи представлены переслаивающимися песчаными и алевроито-глинистыми пачками разной толщины, в большинстве случаев линзовидной формы.

Пласты ПК включают в себя осадки аптского, альбского и сеноманского ярусов нижнего и верхнего отделов меловой системы. Возраст свиты определяется с использованием спорово-пыльцевых комплексов – в сеноманских отложениях верхней части свиты преобладает пыльца голосеменных растений.

В пределах Западной Сибири покурская свита распространена на значительной площади в северной, центральной и восточной частях (рис. 2.2.1) [2].

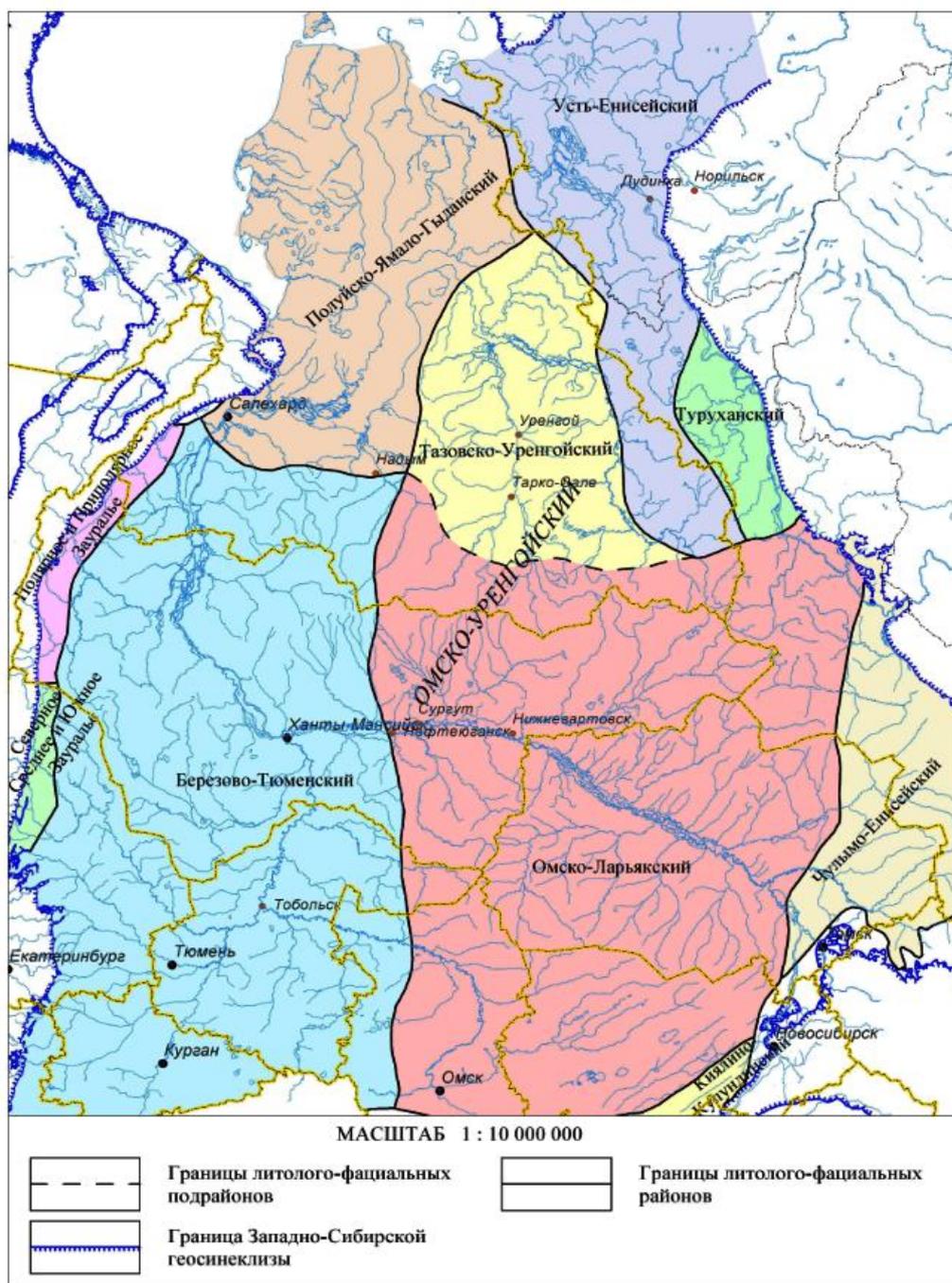


Рис.2.2.1 Схема фациального районирования отложений апт-альб-сеномана (г. Новосибирск, СНИИГГиМС, 2004 г.)

К сеноманской части покурской свиты, как правило, относят пласты ПК₁-ПК₆. Мощность подсвиты варьируется от 100 до 300 м. В кровле покурской свиты (пласт ПК₁) залегает отражающий горизонт Г, который на большей части территории Западной Сибири является одним из сеймостратиграфических реперов (Рис. 2.2.2).

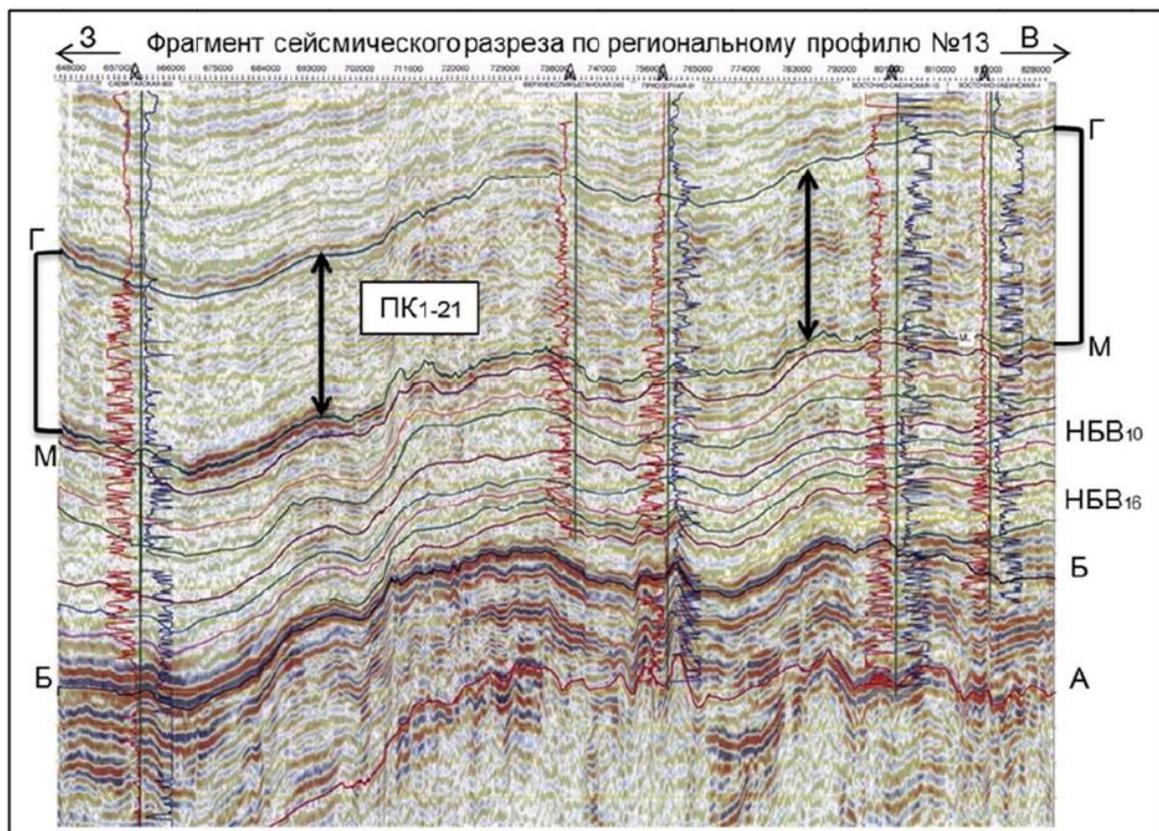


Рис.2.2.2 Фрагмент сейсмического разреза по региональному профилю №13. (из атласа «Геология и нефтегазность ХМАО», Ханты-Мансийск, 2004, с дополнениями автора)

2.3 НЕФТЕГАЗОНОСНОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ

Апт-альб-сеноманский комплекс выделяется как целостный резервуар. Основным продуктивным пластом является пласт ПК₁, мощность газовой шапки которого в пике составляет 200 метров и более. Первые уникальные залежи газа по запасам в отложениях пласта ПК₁ были открыты на протяжении четырех лет с 1967 по 1970 гг. на Ямсовейском, Медвежьем и Юбилейном месторождениях (данные залежи имеют массивно сводовую структуру, дебит газа достигает 10 млн м³/сут). Распределение начальных геологических запасов пластов ПК по категориям представлено на диаграмме (Рис. 2.2.3).[2]

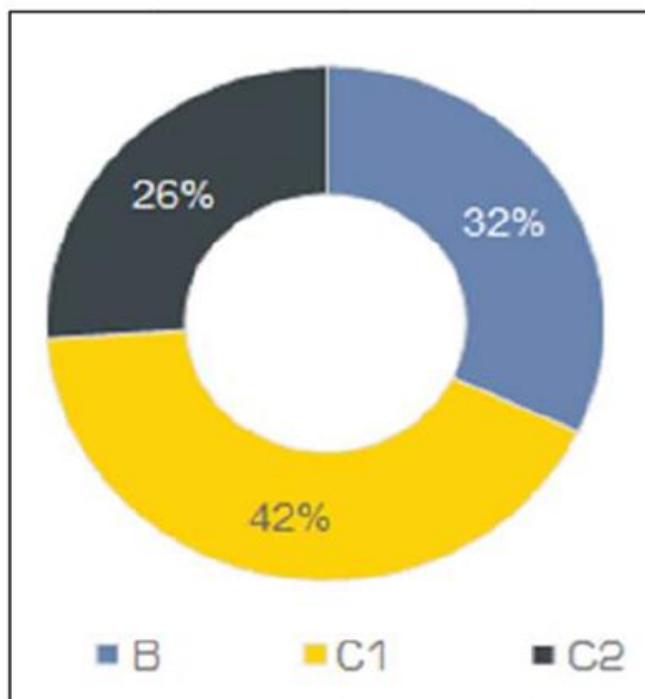


Рис.2.2.3 Распределение начальных геологических запасов углеводородов пластов ПК по категориям в процентном соотношении (по классификации на 2015 г.)

2.4 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ

По биостратиграфическим признакам и свойствам слагаемых пород разрез покурской свиты условно делится на верхнюю, среднюю и нижнюю подсвиты сеноманского, альбского и аптского ярусов соответственно. Верхняя подсвита сопоставляется с уватской, средняя – с ханты-мансийской, нижняя - с викуловской свитой (Рис. 2.4.1).

Отложения нижней подсвиты включают в себя спорово-пыльцевой и флорестический комплексы апт-альба и литологически имеют чередование песчаников и алевролитов тёмно- и светло-серого цвета, в отдельных прослоях с буроватым и, реже, с зеленоватым и голубоватым оттенком, в большинстве случаев каолинизированными, содержащими слюду и известняк, неравномерно переслаивающимися с прослоями глин серых и темно-коричневых до черных, плотных, углистых, хрупких и трещиноватых.

В средней части покурской свиты идет более частое чередование пород. Литологическая структура подсвита состоит из глины и имеет большой толщины прослой аргиллитов, серых, плотных, с разной степенью сцементированности пород.

Литологически верхняя подсвита схожа с ее нижней частью, но имеет отличительные особенности: содержит вкрапления янтаря, увеличивается общая песчаность пластов с преобладанием слабо уплотненных и рыхлых разностей. Большая часть верхней подсвиты состоит из серых слабосцементированных песчаников и алевролитов, которые включают в себя прослой серых глин. В глинах наблюдаются зеркала скольжения, наличие следов оползания осадка, а также ходы илоедов. В процентном соотношении в разрезе сеномана доля песчаников и алевролитов составляет 40% от общей мощности, доля алевролита 20%.

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Надгоризонт	горизонт	Омско-Уренгойский район				
						Тазовско-Уренгойский подрайон	Омско-Ларьякский подрайон			
МЕЛОВАЯ	ВЕРХНИЙ	СЕНОМАНСКИЙ	ВЕРХНИЙ	УВАТСКИЙ	Верхняя подсвита	Пески уплотненные, песчаники серые, зеленовато-серые, глины алевритистые темно-серые до серых, нередко углистые. Отмечаются прослои ракушняков, гравелитов и конгломератов, содержащих иногда бобовины бокситов. Характерен растительный детрит, обрывки растений. Пласты ПК ₇ -ПК ₆ , СПК VII(2-4). Сейсмогоризонт Г приурочен к кровле	Пески уплотненные, песчаники, алевриты серые, зеленовато-, буровато-серые с разнообразными типами слоистости, иногда известковистые, с подчиненными прослоями глин серых алевритовых с разнообразными типами слоистости, с редкими трещинами усыхания. Встречаются прослои конгломератов, галька представлена глинистыми сидеритизованными окатышами. Характерен растительный детрит, фрагменты растений, янтарь, реже сидерит. На западе единичные раковины фораминифер и радиоплрий неясного систематического положения. Пласты ПК ₇ -ПК ₆ , СПК VII(2-4), VII(5) Сейсмогоризонт Г приурочен к кровле			
			СРЕДНИЙ		Средняя подсвита	Крупные пачки глин, глинистых алевритов, иногда углистых темно-серых, в единичных прослоях с зеленоватым, буроватым оттенками, чередующиеся в сложном сочетании с песчаниками серыми и светло-серыми, иногда каолинизированными, с окатышами глин в основании отдельных пластов. Породы преимущественно горизонтально-слоистые, косая и волнистая слоистость редки. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, единичные пласты бурых углей. В Тазовском районе в основании отмечается глауконит (?). Ядра двустворок. Пласты ПК ₇ -ПК ₁₆ (условно). СПК VI(3), V-VI(3)	Крупные пачки глин серых до темно-серых, в отдельных прослоях с буроватым, реже зеленоватым оттенком от алевритовых до отонкоотмученных, иногда углистых, чередующиеся в сложном сочетании с уплотненными песками, песчаниками, алеврититами серыми, реже буровато- или зеленовато-серыми. Породы с разнообразными типами слоистости, характерен растительный детрит, фрагменты растений, в том числе корневых систем, сидерит, в верхней половине - янтарь, в нижней - пласты бурых углей. В основании - ядра двустворок, биотурбированные прослои. Пласты ПК7-ПК12. КФ: Ammobaculites fragmentarius. Флористические комплексы альб-сеномана, апта-альба. СПК VI(4), VI(5), V-VI(5).			
			НИЖНИЙ		Нижняя подсвита	Песчаники светло-серые, серые, в прослоях с зеленоватым оттенком, чередуются с глинами, алеврититами темно-серыми, зеленовато-буровато-серыми. Породы с разнообразными типами слоистости. Характерен растительный детрит, фрагменты флоры. Пласты ПК ₇ -ПК ₅ (условно). СПК V(3)	Песчаники, алевриты серые, грязно-серые, с буроватым, реже зеленоватым оттенком, с разнообразными типами слоистости, с окатышами глин в основании ряда пластов, с подчиненными прослоями глин серых, темно-серых, иногда углистых, с буроватым, реже зеленоватым оттенком. Характерен растительный детрит, фрагменты растений, в т.ч. корневых систем, сидерит, пласты бурых углей. Пласты ПК13-ПК18. Флористический комплекс апта-альба. СПК V(4), V(5), V(4)-VI(5)			
	НИЖНИЙ	АЛЬБСКИЙ	ВЕРХНИЙ	ХАНТЫ-МАНСКИЙ	Верхняя подсвита	Песчаники светло-серые, серые, в прослоях с зеленоватым оттенком, чередуются с глинами, алеврититами темно-серыми, зеленовато-буровато-серыми. Породы с разнообразными типами слоистости. Характерен растительный детрит, фрагменты флоры. Пласты ПК ₇ -ПК ₅ (условно). СПК V(3)	Песчаники, алевриты серые, грязно-серые, с буроватым, реже зеленоватым оттенком, с разнообразными типами слоистости, с окатышами глин в основании ряда пластов, с подчиненными прослоями глин серых, темно-серых, иногда углистых, с буроватым, реже зеленоватым оттенком. Характерен растительный детрит, фрагменты растений, в т.ч. корневых систем, сидерит, пласты бурых углей. Пласты ПК13-ПК18. Флористический комплекс апта-альба. СПК V(4), V(5), V(4)-VI(5)			
			СРЕДНИЙ					Средняя подсвита	Крупные пачки глин, глинистых алевритов, иногда углистых темно-серых, в единичных прослоях с зеленоватым, буроватым оттенками, чередующиеся в сложном сочетании с песчаниками серыми и светло-серыми, иногда каолинизированными, с окатышами глин в основании отдельных пластов. Породы преимущественно горизонтально-слоистые, косая и волнистая слоистость редки. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, единичные пласты бурых углей. В Тазовском районе в основании отмечается глауконит (?). Ядра двустворок. Пласты ПК ₇ -ПК ₁₆ (условно). СПК VI(3), V-VI(3)	Крупные пачки глин серых до темно-серых, в отдельных прослоях с буроватым, реже зеленоватым оттенком от алевритовых до отонкоотмученных, иногда углистых, чередующиеся в сложном сочетании с уплотненными песками, песчаниками, алеврититами серыми, реже буровато- или зеленовато-серыми. Породы с разнообразными типами слоистости, характерен растительный детрит, фрагменты растений, в том числе корневых систем, сидерит, в верхней половине - янтарь, в нижней - пласты бурых углей. В основании - ядра двустворок, биотурбированные прослои. Пласты ПК7-ПК12. КФ: Ammobaculites fragmentarius. Флористические комплексы альб-сеномана, апта-альба. СПК VI(4), VI(5), V-VI(5).
			НИЖНИЙ					Нижняя подсвита	Песчаники светло-серые, серые, в прослоях с зеленоватым оттенком, чередуются с глинами, алеврититами темно-серыми, зеленовато-буровато-серыми. Породы с разнообразными типами слоистости. Характерен растительный детрит, фрагменты флоры. Пласты ПК ₇ -ПК ₅ (условно). СПК V(3)	Песчаники, алевриты серые, грязно-серые, с буроватым, реже зеленоватым оттенком, с разнообразными типами слоистости, с окатышами глин в основании ряда пластов, с подчиненными прослоями глин серых, темно-серых, иногда углистых, с буроватым, реже зеленоватым оттенком. Характерен растительный детрит, фрагменты растений, в т.ч. корневых систем, сидерит, пласты бурых углей. Пласты ПК13-ПК18. Флористический комплекс апта-альба. СПК V(4), V(5), V(4)-VI(5)
НИЖНИЙ	АПТСКИЙ	ВЕРХНИЙ	ВИКУЛОВСКИЙ	Верхняя подсвита	Песчаники светло-серые, серые, в прослоях с зеленоватым оттенком, чередуются с глинами, алеврититами темно-серыми, зеленовато-буровато-серыми. Породы с разнообразными типами слоистости. Характерен растительный детрит, фрагменты флоры. Пласты ПК ₇ -ПК ₅ (условно). СПК V(3)	Песчаники, алевриты серые, грязно-серые, с буроватым, реже зеленоватым оттенком, с разнообразными типами слоистости, с окатышами глин в основании ряда пластов, с подчиненными прослоями глин серых, темно-серых, иногда углистых, с буроватым, реже зеленоватым оттенком. Характерен растительный детрит, фрагменты растений, в т.ч. корневых систем, сидерит, пласты бурых углей. Пласты ПК13-ПК18. Флористический комплекс апта-альба. СПК V(4), V(5), V(4)-VI(5)				
		СРЕДНИЙ					Средняя подсвита	Крупные пачки глин, глинистых алевритов, иногда углистых темно-серых, в единичных прослоях с зеленоватым, буроватым оттенками, чередующиеся в сложном сочетании с песчаниками серыми и светло-серыми, иногда каолинизированными, с окатышами глин в основании отдельных пластов. Породы преимущественно горизонтально-слоистые, косая и волнистая слоистость редки. Характерен растительный детрит, остатки растений, сидерит, единичные пласты бурых углей. В Тазовском районе в основании отмечается глауконит (?). Ядра двустворок. Пласты ПК ₇ -ПК ₁₆ (условно). СПК VI(3), V-VI(3)	Крупные пачки глин серых до темно-серых, в отдельных прослоях с буроватым, реже зеленоватым оттенком от алевритовых до отонкоотмученных, иногда углистых, чередующиеся в сложном сочетании с уплотненными песками, песчаниками, алеврититами серыми, реже буровато- или зеленовато-серыми. Породы с разнообразными типами слоистости, характерен растительный детрит, фрагменты растений, в том числе корневых систем, сидерит, в верхней половине - янтарь, в нижней - пласты бурых углей. В основании - ядра двустворок, биотурбированные прослои. Пласты ПК7-ПК12. КФ: Ammobaculites fragmentarius. Флористические комплексы альб-сеномана, апта-альба. СПК VI(4), VI(5), V-VI(5).	
		НИЖНИЙ					Нижняя подсвита	Песчаники светло-серые, серые, в прослоях с зеленоватым оттенком, чередуются с глинами, алеврититами темно-серыми, зеленовато-буровато-серыми. Породы с разнообразными типами слоистости. Характерен растительный детрит, фрагменты флоры. Пласты ПК ₇ -ПК ₅ (условно). СПК V(3)	Песчаники, алевриты серые, грязно-серые, с буроватым, реже зеленоватым оттенком, с разнообразными типами слоистости, с окатышами глин в основании ряда пластов, с подчиненными прослоями глин серых, темно-серых, иногда углистых, с буроватым, реже зеленоватым оттенком. Характерен растительный детрит, фрагменты растений, в т.ч. корневых систем, сидерит, пласты бурых углей. Пласты ПК13-ПК18. Флористический комплекс апта-альба. СПК V(4), V(5), V(4)-VI(5)	

Рис.2.4.1 Региональная стратиграфическая схема отложений покурской свиты (апт-альб-сеноман) Западной Сибири

ГЛАВА 3. МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

3.1 ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

3.1.1 ОТБОР КЕРНА

На месторождении В были получены данные об отобранном керне по одной скважине – **6Р**.

Скважина № **6Р** месторождения «В» пробурена с отбором керна в интервале пласта ПК₁ на глубине 1243,70-1261,7 м.

Проходка с отбором керна в интервале пласта ПК₁ составила 18 м.

Фото образца керна приведено на рисунке 3.1.1.1



Рис.3.1.1.1 Образец керна скважины 6Р

Параметры образца:

Образец: **25510-14**

Стратиграфическая единица: ПК₁

Интервал: 1243,70-1252,70 м,

вынос керна: 8,67 м.

Место взятия: 5,08 м.

Песчаник мелко-тонкозернистый, алевритистый, глинистый, слабо сцементированный, с чешуйками слюды и с углистым детритом.

Результаты испытаний керна взяты за основу при построении кривых ОФП, никаких других данных по керну не было предоставлено.

3.1.2 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГИС: ЛИТОЛОГИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА НАСЫЩЕНИЯ

На пласте ПК₁ был проведен комплекс ГИС в 8 разведочных скважинах. В ходе выполнения данной работы эти полученные каротажные диаграммы были проанализированы с точки зрения литологического расчленения разреза, а также по характеру насыщения. Интерпретация ГИС проводилась в ПО Techlog.

Литологическое расчленение в основном проводилось по каротажным диаграммам ПС и ГК, более высокие значения – глина, низкие значения – песчаник. Максимальные значения гамма-гамма плотностного каротажа характерны для глин, средние и пониженные значения для песчаника.

Что касается характера насыщения, он был определен по ИК (увеличение проводимости в водонасыщенной части).

По ГИС был определен уровень ГВК – 1221 м.

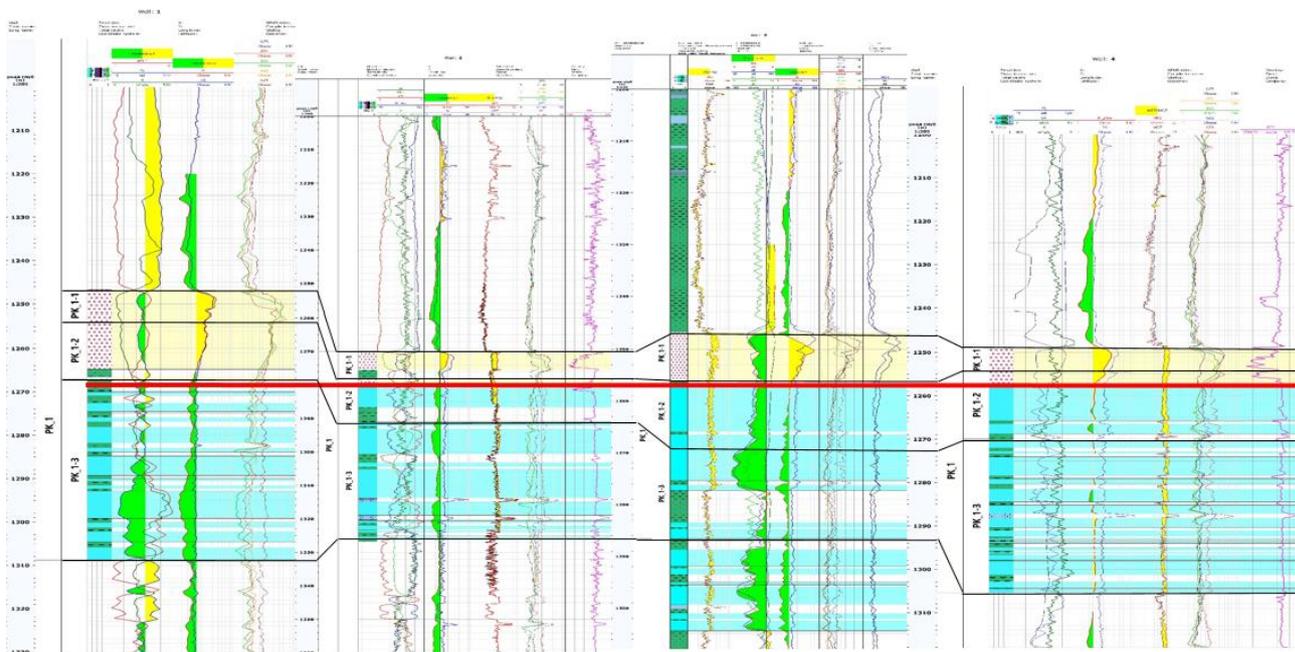


Рис.3.1.2.1 Схема корреляции с разделением на циклиты по скважинам 1Р, 2Р, 3Р и 4Р

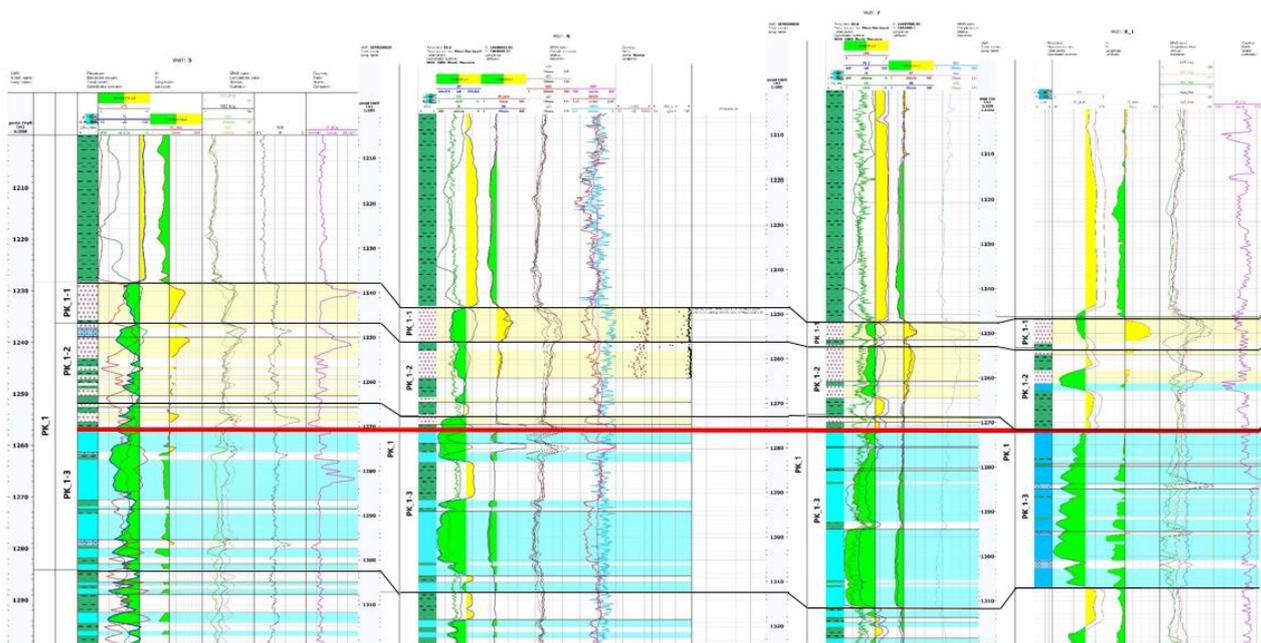


Рис.3.1.2.2 Схема корреляции с разделением на циклиты по скважинам 5P, 6P, 7P и 8P

3.1.3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ

Пласт ПК₁ месторождения «В» освещен лабораторными анализами керна недостаточно для того, чтобы получить тесные корреляционные связи типа «кern-ГИС» относительного параметра $\alpha_{пс}$ с коэффициентом пористости по керну. Поэтому для определения коэффициента пористости коллекторов пластов ПК₁ была использована обобщенная зависимость для Северной группы месторождений (см формулу 3.1.3.1).

$$K_{п} = 17,2 * \alpha_{пс} + 20 \quad (3.1.3.1)$$

Следует отметить, что данные керна пласта ПК₁ месторождения «В» согласуются с аналогичной связью.

На рисунке 3.1.3.1 показана петрофизическая зависимость.

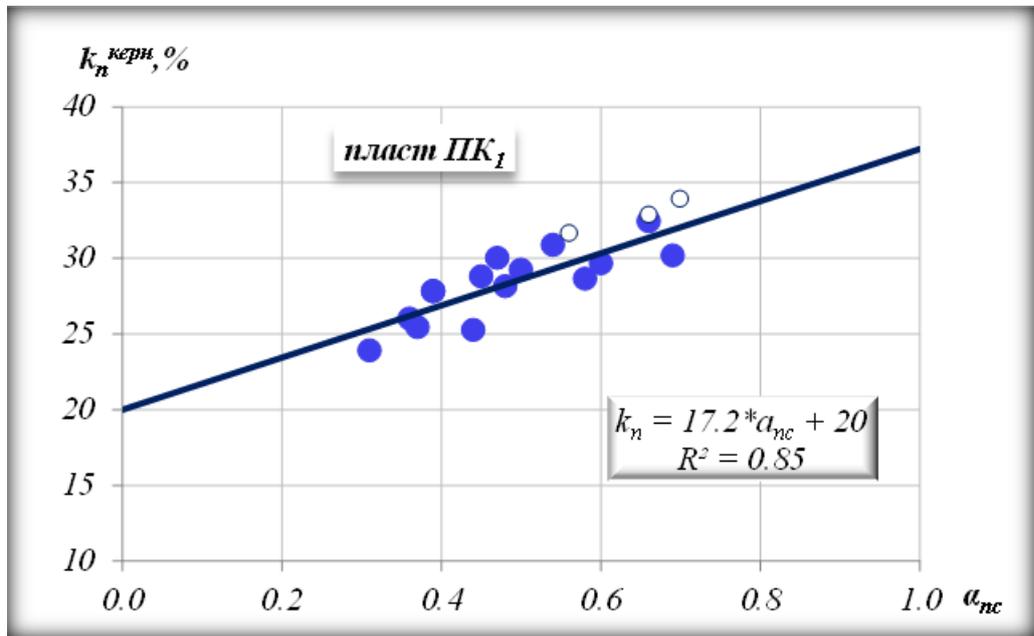


Рис.3.1.3.1 Петрофизическая зависимость пласта ПК₁ месторождения «В»

Для построения зависимости $K_{пр} = f(K_n)$ были привлечены керновые исследования по 3 скважинам пласта ПК₁ с близлежащих месторождений-аналогов.

На рисунке 3.1.3.2 показана зависимость $K_{пр} = f(K_n)$ для пласта ПК₁, принятая для месторождения «В».

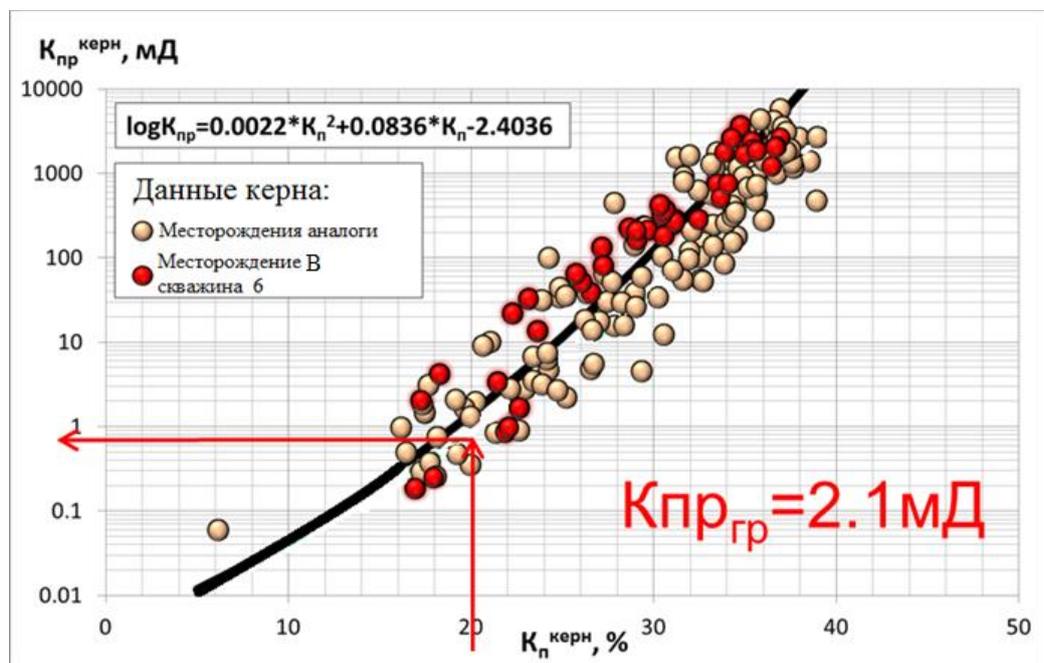


Рис.3.1.3.2 Зависимость $K_{пр} = f(K_n)$ пласта ПК₁ месторождения «В»

3.1.4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПОРИСТОСТИ И ГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ

Удельное электрическое сопротивление полностью водонасыщенной рвп и частично водонасыщенной рнп породы представимо в виде:

$$\rho_{вп} = P_{п} \rho_{в} \quad (3.1.4.1)$$

$$\rho_{нп} = P_{п} P_{н} \rho_{в} \quad (3.1.4.2)$$

Здесь $P_{п}$ – параметр пористости, характеризующий во сколько раз увеличится удельное электрическое сопротивление некоторого объема, занятого водой, при заполнении его зернами непроводящей электрический ток твердой фазы.

$P_{н}$ – параметр насыщения, он показывает во сколько раз увеличится сопротивление полностью водонасыщенной породы при замещении части воды порового пространства не проводящим ток флюидом.

Величина параметра пористости определяется объемом и геометрией порового пространства и обычно выражается эмпирической формулой:

$$P_{п} = \frac{\rho_{вп}}{\rho_{в}} = \frac{a}{K_{п}^m} \quad (3.1.4.3)$$

где a и m – константы, зависящие от структурных особенностей порового пространства.

Определение коэффициента газонасыщенности ($K_{г}$) продуктивных пластов месторождения «В» производилось на основе стандартной методики с использованием уравнения Дахнова-Арчи.

Параметр насыщения ($P_{н}$) связан с коэффициентом водонасыщенности $K_{в}$ эмпирическим выражением:

$$P_{н} = \frac{\rho_{нп}}{\rho_{вп}} = \frac{a}{K_{в}^n} \quad (3.1.4.4)$$

где $\rho_{\text{нп}}$ – УЭС газонасыщенного пласта, Ом*м; $\rho_{\text{вп}}$ – УЭС пластовой воды, заполняющей поровое пространство, Ом*м, а и n – эмпирические величины, зависящие от типа покрытия поверхности пор пластовыми флюидами.

Объединяя уравнения для $R_{\text{п}}$ и $R_{\text{н}}$, получается уравнение Дахнова-Арчи для определения $K_{\text{в}}$:

$$K_{\text{в}} = \sqrt[n]{\frac{a \cdot b \cdot \rho_{\text{в}}}{K_{\text{п}}^m \cdot \rho_{\text{нп}}}} \quad (3.1.4.5)$$

Коэффициент газонасыщенности $K_{\text{г}}$ определяется из уравнения:

$$K_{\text{г}} = 1 - K_{\text{в}} \quad (3.1.4.6)$$

Для определения значений эмпирических величин a , b , m , n для продуктивных пластов месторождения «В» построены традиционные петрофизические связи типа «кern-кern» параметра пористости и коэффициента пористости $R_{\text{п}}$ - $K_{\text{п}}$, а также параметра насыщенности и коэффициента водонасыщенности $R_{\text{н}}$ - $K_{\text{в}}$. Полученные по результатам анализа керн связи представлены на рисунке 3.1.4.1.

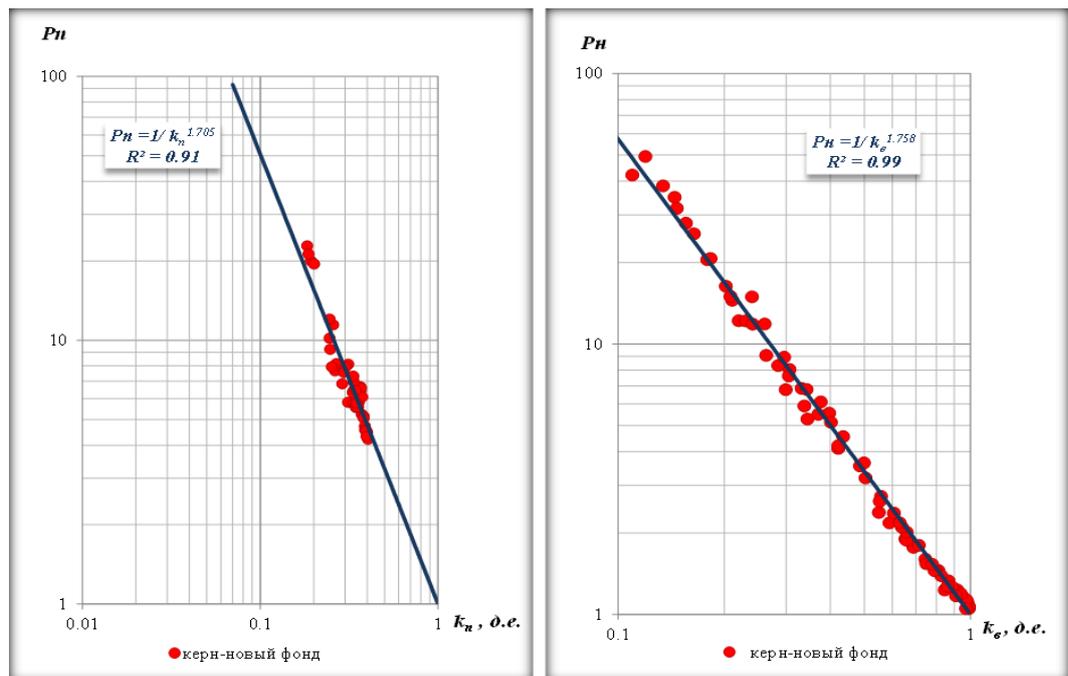


Рис.3.1.4.1 Зависимости а) коэффициента пористости от параметра пористости; б) коэффициента водонасыщенности от параметра насыщения; для пласта ПК₁

3.2. КОНЦЕПТУАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ

Для определения основных обстановок осадконакопления отложений пласта ПК₁ проведено детальное описание керна скважины 6Р. При детальном седиментологическом описании керна выявлялись основные диагностические признаки пород, в том числе структурно-текстурные особенности, ихнофациальный анализ, повышенное внимание уделялось типам контактов, эрозионным поверхностям с целью дальнейшего проведения детальной литостратиграфической корреляции.

Пласт ПК₁ выделен в кровельной части отложений покурской свиты (кровля сеноманского яруса, верхний мел), в разрезе пласта преобладают прибрежно-морские фации, представленные глинисто-песчано-алевритовыми осадками приливно-отливной зоны, существенно песчаными отложениями приливных и флювиальных каналов, песчано-алевритовыми отложениями умеренно подвижного мелководья и песчаниками аккумулятивных форм (баров, подводных валов, гряд).

По результатам седиментологического описания керна было определено, что генезис отложений месторождения «В» – мелководно-морской. Концептуальная модель осадконакопления представлена на рисунке 3.2.1.

Выше по разрезу отложения пласта перекрываются глинистыми отложениями кузнецовской свиты (туронский ярус). Нижняя граница пласта представляет собой кровлю глинистого прослоя, расположенного на глубине 50-55 м от кровли пласта ПК₁.

По результатам выделения фаций на керне в разрезе разведочной скважины составлен альбом электрометрических моделей фаций по комплексу каротажных кривых (рисунки 3.2.2, 3.2.3). С его помощью в рамках работ по созданию 3D ГМ пласта ПК₁ проведено выделение электрофаций в разрезе скважин, керн из которых отобран не был.

На основании выделенных ассоциаций фаций в разрезах скважин проведена литостратиграфическая корреляция.

По результатам интерпретации данных ГИС пласт ПК₁ разделен на 3 части - ПК₁¹, ПК₁², ПК₁³. Данное расчленение разреза соответствует результатам циклофациального анализа, выполненного на месторождениях H, R. и V.



Рис.3.2.1 Концептуальная модель осадконакопления

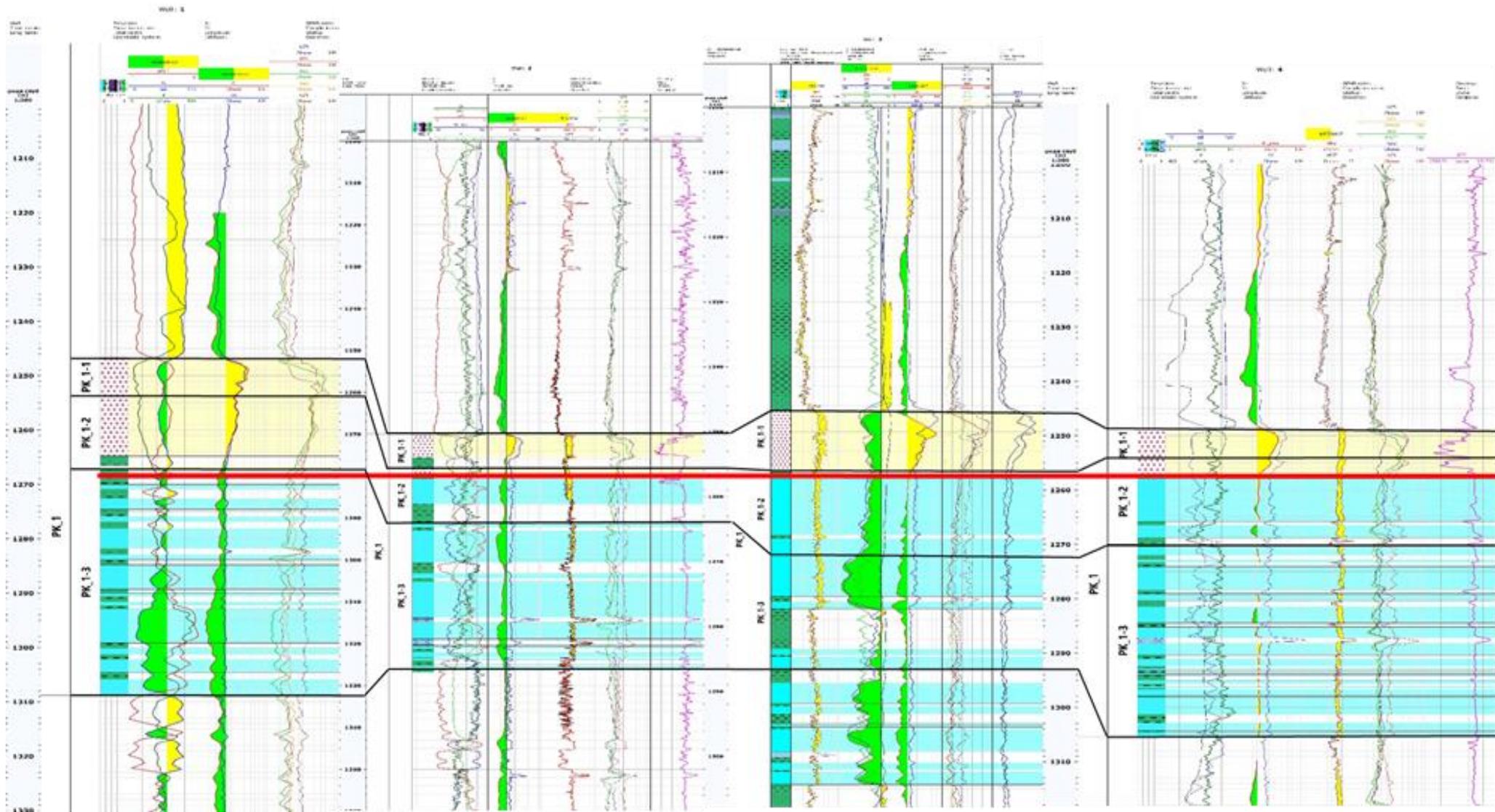


Рис.3.2.2 Схема корреляции с разделением на циклиты ч.1

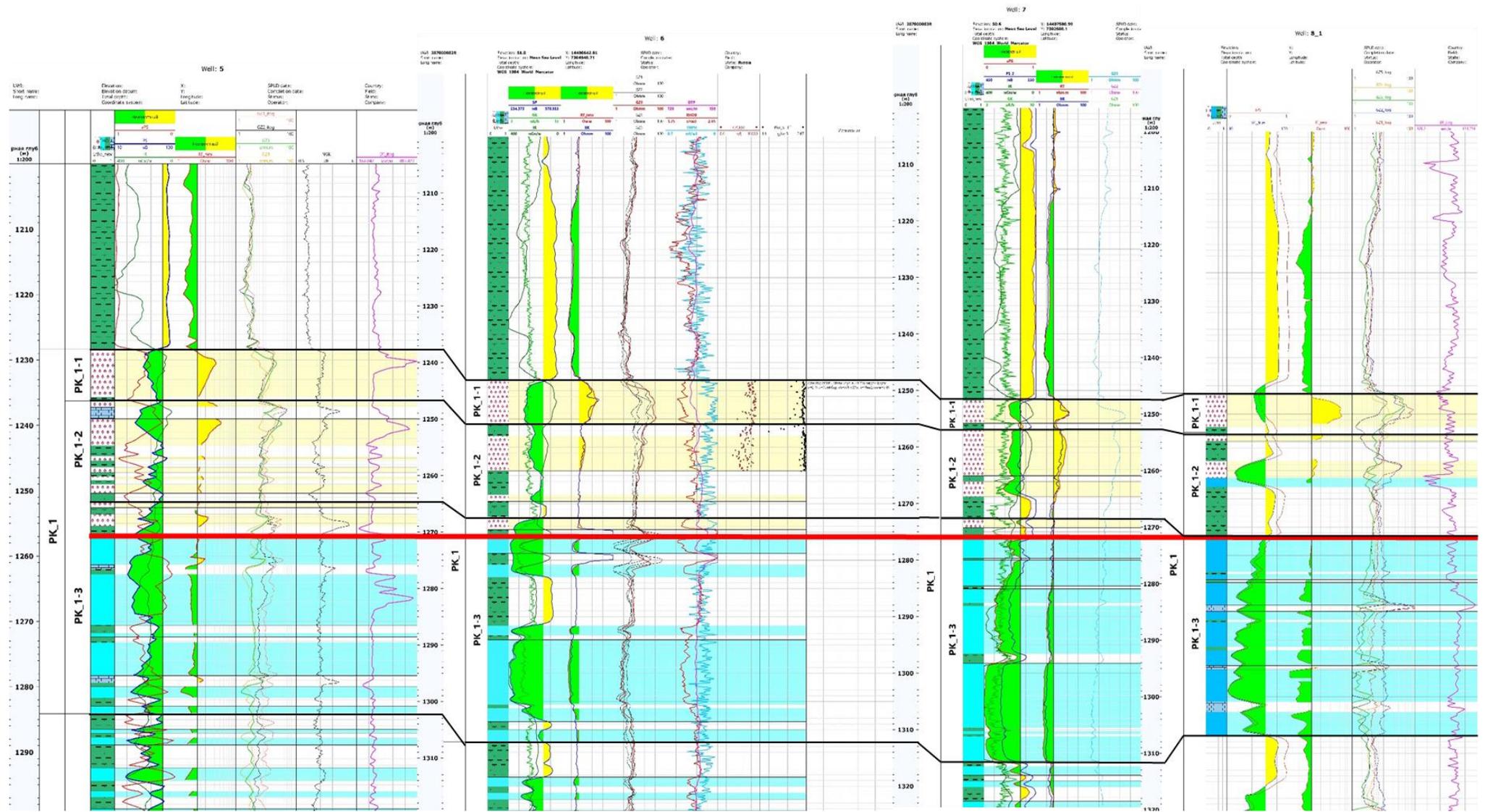


Рис.3.2.3 Схема корреляции с разделением на циклиты ч.2

Интервал ПК₁¹ развит покровно и имеет однородное строение в большинстве скважин. Накопление слагающих циклит ПК₁¹ песков связано с проградацией береговой линии и последовательным заполнением мелкого моря. В основании циклита развиты глинистые образования переходной зоны, трансгрессивно залегающие на нижележащих отложениях. Песчаник ПК₁¹ серый, мелкозернистый, рыхлый, глинистый, местами пологонаклонный, встречаются следы взмучивания и биотурбации. Последовательность фаций пласта ПК₁¹ представлена на рисунке 3.2.4.

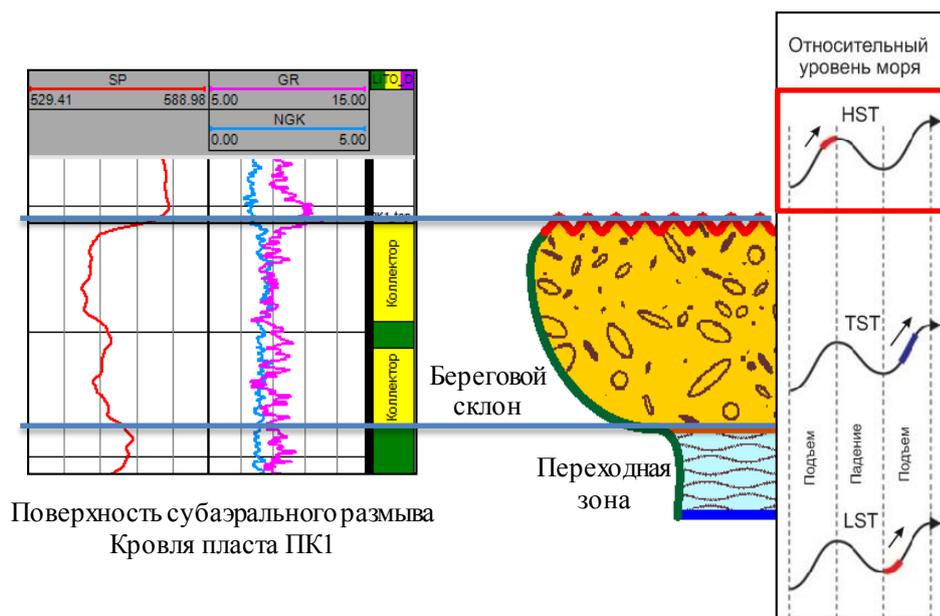
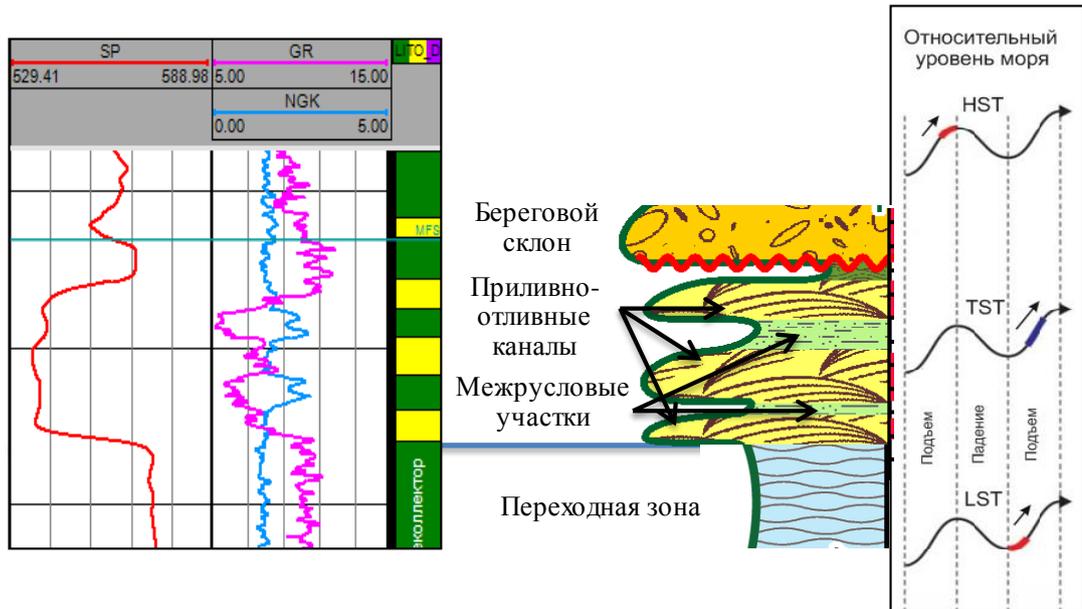
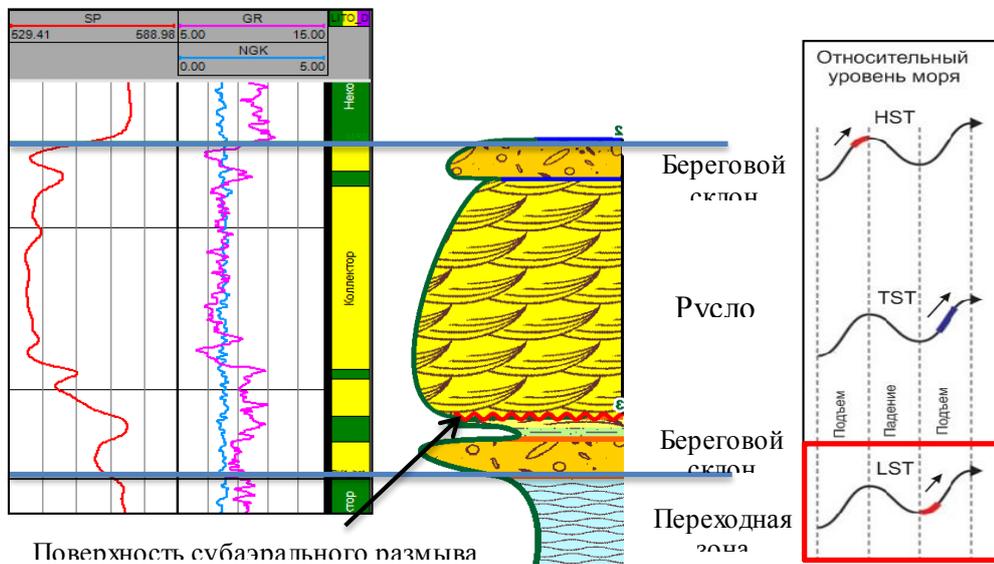


Рис.3.2.4 Последовательность фаций пласта ПК₁¹

В основании циклита ПК₁² развиты глинистые отложения переходной зоны, которые выше по разрезу сменяют алевро-песчаные и алевро-глинистые образования приливно-отливной равнины. Главной особенностью является неравномерное распространение на различных уровнях разреза песчаных прослоев невысокой мощности - фаций приливно-отливных каналов. Состав отложений данного интервала напрямую влияет на скорость продвижения воды и распространение градиента давления по вертикали. Последовательность фаций пласта ПК₁² представлена на рисунке 3.2.5.

Рис.3.2.5 Последовательность фаций пласта ПК₁²

В основании циклита ПК₁³ развиты глинистые отложения переходной зоны, выше по разрезу их перекрывают алевро-песчаные осадки берегового склона, а затем - образования приливо-отливной равнины и супралиторали. Толщина русловых песчаников определяется глубиной врезания, которая в различных точках площади неодинакова, поэтому верхняя граница интервала имеет очень изменчивую конфигурацию. Последовательность фаций пласта ПК₁³ представлена на рисунке 3.2.6.

Рис. 3.2.6 Последовательность фаций пласта ПК₁³

Поскольку отборы проб не проводились, уровень ГВК был определён по ГИС и составил -1221 м.

Залежь относится к массивному типу, по всей площади ГВК горизонтальный.

Итоговая геолого-физическая характеристика месторождения представлена в таблице 3.2.1.

Таблица 3.2.1

Геолого-физическая характеристика месторождения

Характеристика	Значение
Тип залежи	массивная
Тип коллектора	терригенный
Средняя глубина залегания кровли	-1184,6 м
Средняя газонасыщенная толщина	11,4 м
Пористость	0,31
Проницаемость	308,3 мД
Пластовое давление	12,34 МПа
Температура	30,1 С

3.3 СОЗДАНИЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ МОДЕЛЕЙ

Для определения предварительных запасов газа экспресс-методом перед построением полномасштабной геологической модели было принято решение использовать метод Монте-Карло, реализованный в программном продукте MS Office Excel.

3.3.1 ПОДБОР ИСХОДНЫХ ДАННЫХ

Подсчет запасов проводился с помощью стандартной формулы расчета начальных запасов газа объемным методом.

$$V = \frac{F * h * m * k_{г} * P_0 * f}{(Z_0 * P_{ст})} \quad (3.3.1)$$

где

V – начальные запасы газа, млрд.м³;

F – площадь газоносности, м²;

h – эффективная мощность газонасыщенной части пласта, м;

m – коэффициент открытой пористости, %;

$k_{г}$ – коэффициент газонасыщенности, с учетом содержания связанной воды;

P_0 – начальное пластовое давление в залежи, атм;

P_0 – стандартное давление, атм;

Z_0 – коэффициент сжимаемости газа при начальном давлении и пластовой температуре;

f – поправка на температуру для приведения объема газа к стандартной температуре.

Каждый параметр рассчитывается по определенному закону распределения. К примеру, анализ керна показывает нормальное распределение коэффициента пористости. Для параметров, которые определяются косвенным методом либо по аналогам, задаются стандартные алгоритмы распределения, установленные в формуле для подсчета запасов объемным методом.

Итоговая таблица исходных данных, принимаемых для расчета извлекаемых запасов, представлена ниже.

Таблица 3.3.1

Исходные данные для вероятностного подсчета запасов

Параметр	Вид информации	Мин	Макс	Среднее значение
<i>ГВК (м)</i>	Косвенная информация	1218	1224	1221
<i>Толщина (м)</i>	Косвенная информация	8,21	11,43	15,02
<i>Пористость (%)</i>	Косвенная информация	23%	30%	37%
<i>Газонасыщенность (%)</i>	Косвенная информация	42%	70%	87%

Таблица 3.3.2

Итоговые результаты подсчета запасов вероятностной модели.

Сценарий разработки	Начальные геологические запасы газа (млрд. м ³)
<i>P90</i>	97,64
<i>P50</i>	160,52
<i>P10</i>	262,55

3.4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Основой для построения геологической модели объектов ПК₁ месторождения «В» послужили исходные данные, предоставленные компанией ООО «ТННЦ». Границы участка моделирования были проведены по границе лицензионного участка месторождения. Площадь моделируемого участка равна 35.7x39.2 км. Объектами построения являются сеноманские залежи, имеющие сложную структуру и геологию. В качестве исходных данных для построения были использованы:

- Данные об устьевых координатах, инклинометрия;

- Данные ГИС по поисково-разведочным скважинам № 1Р, 2Р, 3Р, 4Р, 5Р, 6Р, 7Р, 8Р;
- Результаты седиментологических исследований керна – интерпретации фаций в разрезе скважины 6Р;
- Структурная карта отражающего горизонта Г, приуроченного к кровле пласта ПК₁, построенная по результатам интерпретации данных 3D-сейсморазведки;
- Граница лицензионного участка.

3.4.1 СОЗДАНИЕ СТРУКТУРЫ

В качестве основы для структурных построений при создании ГМ пласта ПК₁ использовались результаты работ по интерпретации данных 3D-сейсморазведки, а именно структурные карты по отражающему горизонту – Г, приуроченному к кровле пласта ПК₁, которая приурочена к подошве Кузнецовских глин.

Использование метода прямой интерполяции по скважинным данным привело бы к необоснованному изменению толщин в межскважинном пространстве, в этом случае не соблюдался бы принцип субпараллельности стратиграфических границ, поэтому построение структурных карт по основным стратиграфическим границам, выделенным по результатам детальной стратиграфической корреляции, проводилась методом схождения от трендовой сейсмической поверхности - структурной карты по отражающему горизонту.

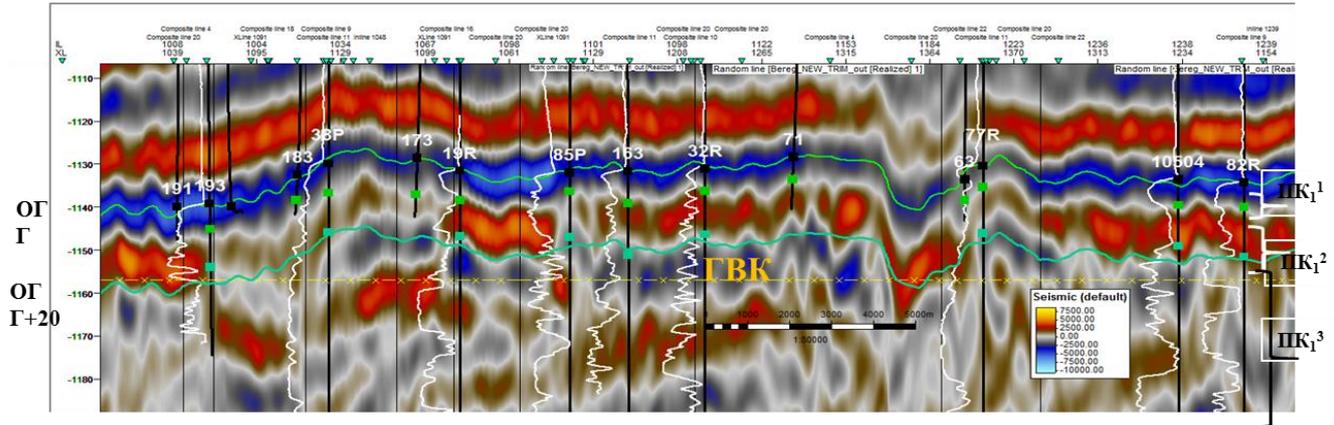


Рис.3.4.1.1 Профиль 2Д-сейсмики по ОГ-Г в разрезе месторождения

Таким образом, построены 4 горизонта: кровля и подошва циклита $ПК_1^1$, которая является кровлей циклита $ПК_1^2$, подошва циклита $ПК_1^2$, которая является кровлей циклита $ПК_1^3$, подошва циклита $ПК_1^3$.

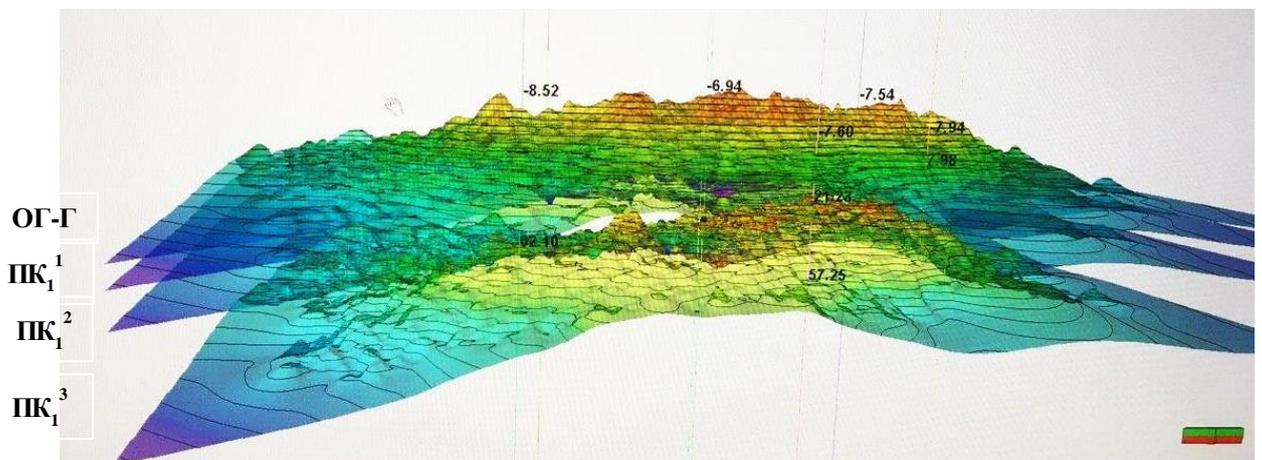


Рис.3.4.1.2 Построенные поверхности: кровля, подошва $ПК_1^1$ $ПК_1^2$ $ПК_1^3$ соответственно

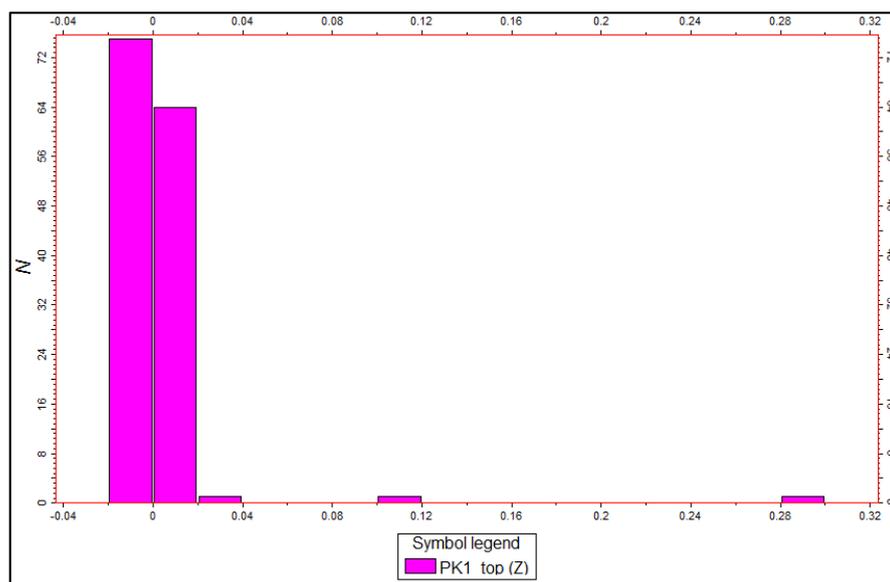


Рис.1.4.1.3 Гистограмма невязок а.о. структурной кровли пласта ПК₁ по карте из модели и а.о. структурной кровли пласта ПК₁ по скважинам

Для скважин, участвующих в структурных построениях, величина невязки не должна превышать $\pm 0,5$ м. Структурные карты построены качественно, так как это условие выполняется, из гистограммы видно, что величина невязок изменяется в интервале от -0.02 до 0.04 м, это является приемлемым, то есть полученные структурные карты можно использовать в качестве основы для создания трехмерной геологической сетки.

Карты коэффициента песчаности были построены отдельно для каждой из пачек, поскольку они были сформированы в разных обстановках осадконакопления, согласно концептуальным представлениям кровельная часть пласта сформирована в комплексе прибрежно-морских и морских фаций, далее комплекс отложений залива (лагуны) и комплекс прибрежных русел и приливных каналов. Радиусы интерполяции в пределах зон пласта определялись экспертно на основании текущих концептуальных представлений о геологическом строении объекта моделирования, были учтены размеры осадочных тел, сформированных каналами и барами.

Таблица 3.4.1

Характеристика пространственной анизотропии

Циклит	Ранг вариограммы, м
<i>ПК₁¹</i>	8 000
	4 000
	2
<i>ПК₁²</i>	15 000
	5 000
	3
<i>ПК₁³</i>	45 000
	1 000
	5

3.4.2 ОБОСНОВАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ СЕТКИ

Согласно регламенту по созданию геологических моделей, размерность ячейки сетки по латерали должна быть выбрана так, чтобы между скважинами было не менее двух ячеек. Учитывая данный фактор, а также с целью обеспечения качества построения геологической модели размерность ячейки была выбрана 100 x 100 м.

Минимальная разрешающая способность ГИС составляет 0,4 м, чтобы максимально учесть неоднородность коллектора, толщина ячейки была принята равной этому значению.

Параметры полученной трехмерной сетки геологической модели указаны в таблице 3.4.2.1

Таблица 3.4.2.1

Характеристики сетки геологической модели

Циклит	Размер ячеек по горизонтали, м	Размер ячеек по	Количество ячеек, $i \times j \times k$	Всего ячеек

		вертикали, м		
<i>ПК₁¹</i>	100×100	0,4	358 × 392 × 29	4069744

Продолжение таблицы 3.4.2.1

<i>ПК₁²</i>	100×100	0,4	358 × 392 × 51	7157136
<i>ПК₁³</i>	100×100	0,4	358 × 392 × 153	21471408

3.4.3. СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ ЛИТОЛОГИИ И ФЕС

На этапе создания моделей литологии и ФЕС на геологическую сетку был перенесен дискретный параметр литологии: 0 – неколлектор, 1 – коллектор. Значение параметра литологии (0 или 1) зависит от граничного значения коэффициента пористости и проницаемости. Параметр литологии был распространён в сетке методом интерполяции.

Создание модели литологии было реализовано стохастическим алгоритмом, была рассчитана 21 стохастическая реализация куба литологии. Путем осреднения реализаций получен непрерывный параметр вероятности нахождения коллектора в ячейках трехмерной сетки, это значение было дискретизировано на основе критического значения коэффициента песчаности, соответствующего разделению «коллектор-неколлектор».

При моделировании использовались вертикальные и латеральные тренды распределения. В качестве вертикального тренда использовался 1D-тренд – ГСР коэффициента песчаности, в качестве латерального – 2D-тренд – карты коэффициента песчаности, построенные на этапе создания структурной модели отдельно для каждого циклита. 3D-тренд был создан путем интерполяции 1D- и 2D-трендов.

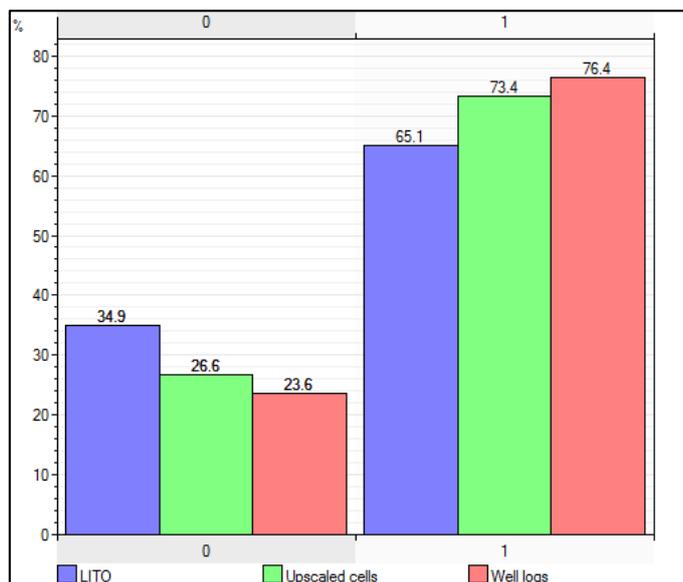


Рис.3.4.3.1 Гистограмма распределения куба LITO по скважинам и кубу для пласта ПК₁

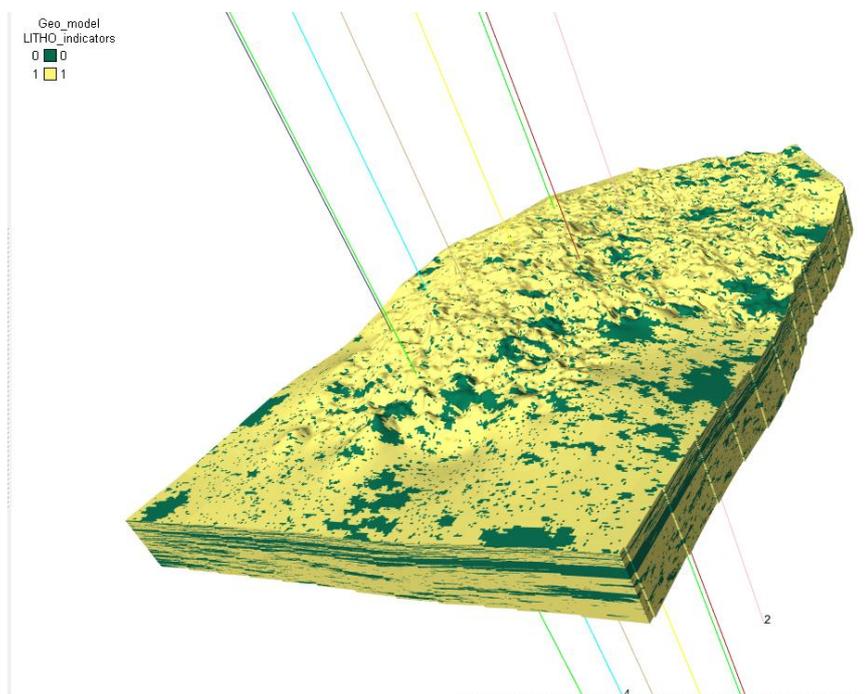


Рис.3.4.3.2 Куб литологии 3D модели

Как видно на рисунке 3.4.3.1, распределение коллекторов в модели и по данным РИГИС имеют допустимую погрешность отклонения.

В качестве исходных данных для создания модели ФЕС использовались концептуальная седиментологическая модель, данные РИГИС, результаты

качественной и количественной интерпретации данных сеймики, модель литологии.

Моделирование производилось стохастическим алгоритмом, также как в случае с литологией была рассчитана 21 стохастическая реализация куба пористости, которая была впоследствии осреднена.

На рис. 3.4.3.3. приведена гистограмма распределения пористости по данным ГИС и кубу:

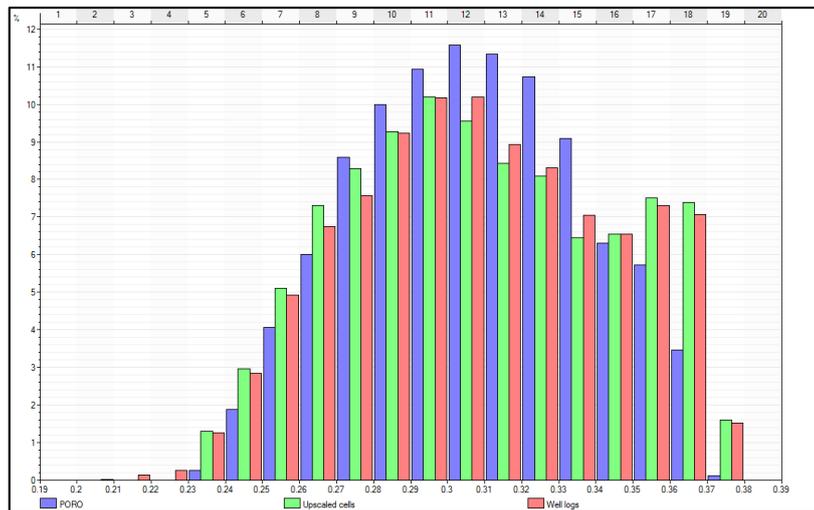


Рис.3.4.3.3 Гистограмма распределения пористости по данным ГИС и кубу

Куб проницаемости построен основе петрофизической зависимости проницаемости от пористости, которая выражается формулой:

$$\log K_{пр} = 0.0022 * K_{п}^2 + 0.0836 * K_{п} - 2.4036 \quad (3.4.3.1)$$

Модель флюидонасыщения построена на основании многомерной зависимости коэффициента газонасыщенности от высоты залежи и коэффициента пористости:

$$K_{г} = f(K_{п}, h_{гвк}) \quad (3.4.3.2)$$

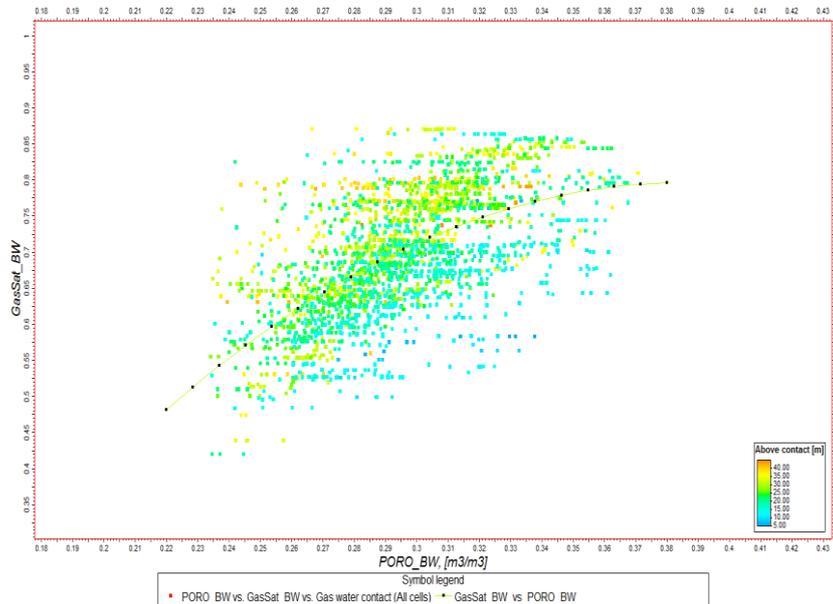


Рис.3.4.3.4 Зависимости коэффициента газонасыщенности от высоты залежи и коэффициента пористости

Куб водонасыщенности был на основании соотношения:

$$S_w = 1 - S_{gas} \quad (3.4.3.3)$$

На основе построенной трехмерной ГМ проведен подсчет начальных геологических запасов газа объемным методом.

Объем запасов в соответствии с вариантом Р50 составил 204 млрд. м³, по варианту Р10 – 252 млрд. м³, по Р90 – 163 млрд. м³.

Результатом работ является созданная полномасштабная 3D геологическая модель месторождения «В» объекта ПК₁.

3.5 PVT-МОДЕЛЬ

Пласт ПК₁ равномерно охарактеризован по площади составами газа по данным исследования 12 кондиционных проб разведочных скважин. В таблице 3.5.1 представлены средние значения по компонентно-фракционному составу.

Состав газа

Компонент	Состав. %		Молярная масса, г/моль
	Мольн.	Масс.	
<i>He</i>	0.016	0.004	4.00
<i>H₂</i>	0.004	0.001	2.02
<i>N₂</i>	1.262	2.168	28.01
<i>Ar</i>	0.016	0.039	39.95
<i>CO₂</i>	0.314	0.848	44.01
<i>CH₄</i>	98.290	96.712	16.04
<i>C₂H₆</i>	0.062	0.114	30.07
<i>C₃H₈</i>	0.019	0.051	44.10
<i>iC₄H₁₀</i>	0.007	0.025	58.12
<i>nC₄H₁₀</i>	0.007	0.025	58.12
<i>C₅₊</i>	0.003	0.013	72.15
Итого:	100.0	100.0	-

По составу газ пласта ПК₁ «сухой», метан в составе добываемой продукции составляет 98%, суммарная концентрация неуглеводородных компонентов (CO₂, N₂, He, Ar, H₂) составляет 1,612 %, отсутствует сера.

Таблица 3.5.2

Свойства газа в стандартных условиях

Параметр	Значение
<i>Молекулярная масса газа. г/моль</i>	16.30
<i>Плотность газа. кг/м³</i>	0.679
<i>Относительная плотность газа по воздуху</i>	0.563
<i>Коэффициент сверхсжимаемости газа</i>	0.998
<i>Вязкость динамическая газа. сПз</i>	0.0111

Таблица 3.5.3

Свойства газа в пластовых условиях

Параметр	Значение
<i>Молекулярная масса газа. г/моль</i>	16.30
<i>Плотность газа. кг/м³</i>	0.679
<i>Относительная плотность газа по воздуху</i>	0.563
<i>Коэффициент сверхсжимаемости газа</i>	0.998
<i>Вязкость динамическая газа. сПз</i>	0.0111

Расчет PVT-модели выполнен согласно трехпараметрическому уравнению состояния Пенга-Робинсона.

График зависимости объемного коэффициента от давления показан на рисунке 3.5.1, график зависимости вязкости от давления на рисунке – 3.5.2

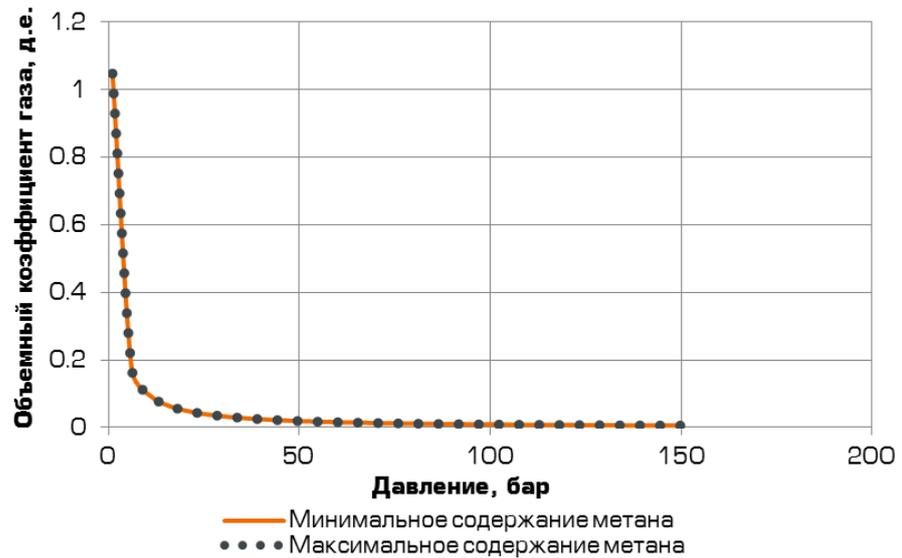


Рис.3.5.1 Зависимость объемного коэффициента от давления для пласта ПК₁ месторождения «В»

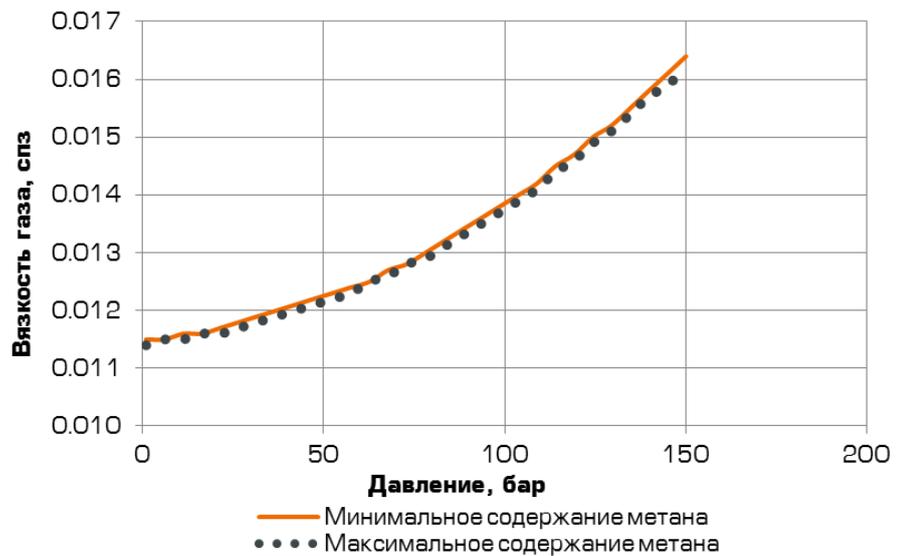


Рис.3.5.2 Зависимость вязкости от давления для пласта ПК₁ месторождения «В»

Варьирование состава газа не приводит к значимому изменению свойств пластового газа пласта ПК₁ месторождения «В». Наблюдается незначительное отклонение в вязкости газа от минимального к максимальному значению (средняя $\Delta \approx 0.7\%$). Неопределенности в PVT модели нет.

3.6. ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

3.6.1 ПОДГОТОВКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Одной из целей геологического моделирования является детальное отражение неоднородности залежей. По этой причине геологическая модель строилась достаточно детально и имеет большое количество ячеек. Из-за большого количество ячеек модели проводить полномасштабные гидродинамические расчеты могут занимать длительное время. По этой причине для перехода к гидродинамическим расчетам была создана укрупненная сетка, на которую были перенесены соответствующие параметры. Размеры ячеек по всей площади были укрупнены пропорционально в 2 раза.

Далее было определено, какие слои сетки из геологической модели будут объединены в один слой сетки в гидродинамической модели. Объединение по каждому циклиту производилось отдельно. В итоге количество ячеек в гидродинамической сетке уменьшилось в 21 раз. Параметры укрупненной сетки для гидродинамической модели показаны в таблице 3.6.1.1

Таблица 3.6.1.1

Характеристики сетки для гидродинамической модели

Пласт	Размер ячеек по горизонтали, м	Размер ячеек по вертикали, м	Количество ячеек, $i \times j \times k$	Всего ячеек
<i>ПК₁</i>	200×200	0.4	179×196×41	1 438 444

После создания каркаса сетки для гидродинамической модели был выполнен апскейлинг – перенос параметров геологической модели на гидродинамическую. Ниже в таблице 3.6.1.2 указаны методы и параметры взвешивания свойств.

Таблица 3.6.1.2

Параметры осреднения свойств

Параметры	Метод осреднения	Взвешивающий параметр
<i>Песчанистость</i>	Arithmetic	Геометрический объем
<i>Пористость</i>	Arithmetic	Эффективный объем
<i>Насыщенность</i>	Arithmetic	Поровый объем
<i>Проницаемость</i>	Full tensor	-

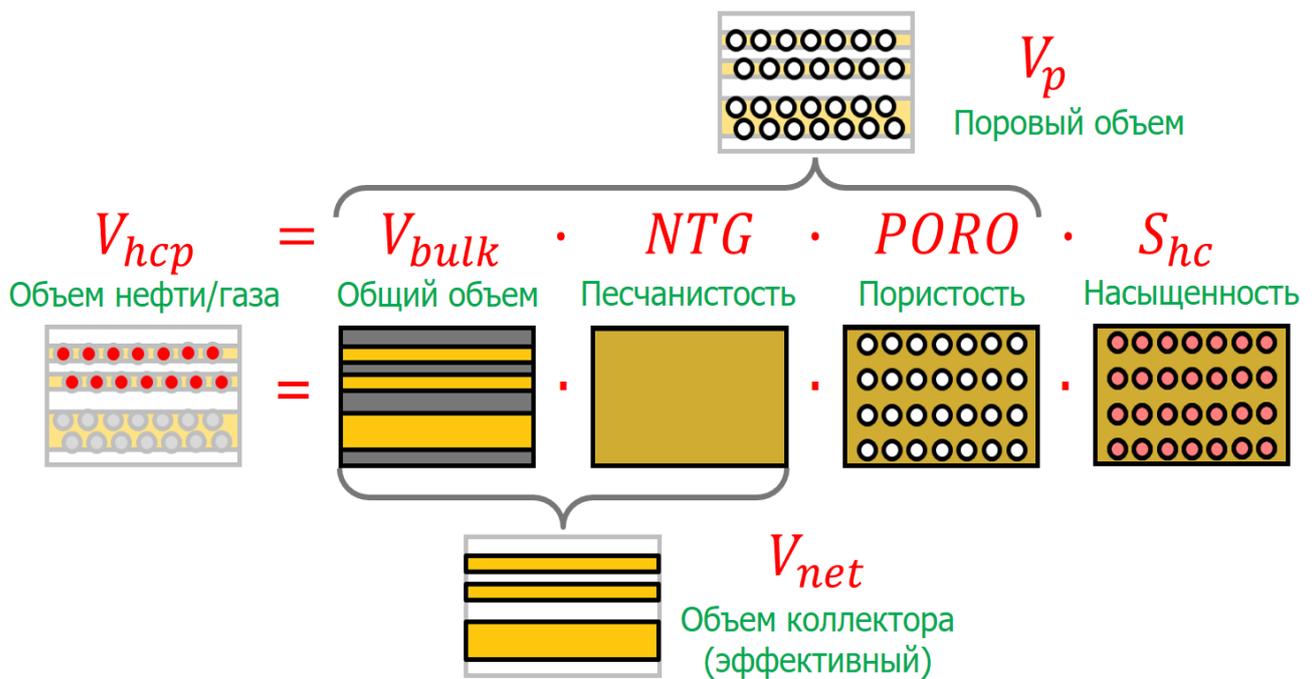


Рис.3.6.1.1 Ремасштабирование емкостных свойств

Для оценки качества выполненного осреднения были созданы ГСР песчаности и пористости (Рис. 3.6.1.2)

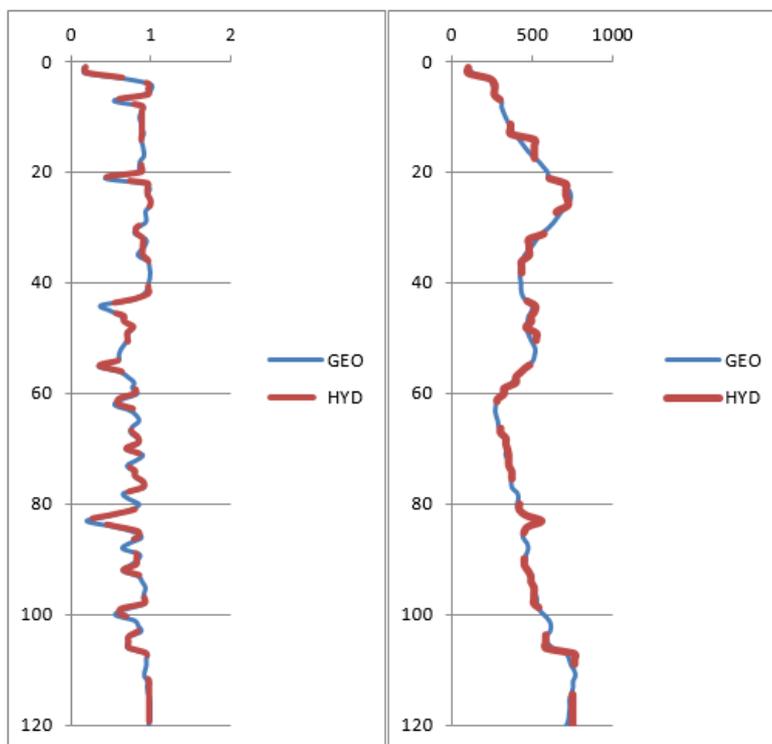


Рис.3.6.1.2 ГСР по литологии и проницаемости, с разбивкой на слои для ремасштабированной сетки

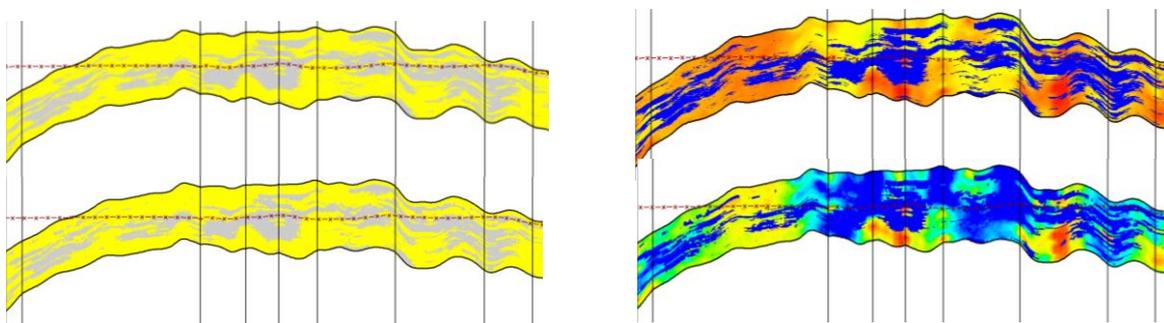


Рис.3.6.1.3 Схематический разрез из куба литологии и пористости по ГМ и ГДМ

Моделирование процессов фильтрации проводилось с помощью гидродинамического симулятора tNavigator фирмы RFD. Основой для

построения гидродинамической модели пласта ПК₁ является геологическая модель.

Сопоставление запасов ГДМ с ГМ представлено в таблице 3.6.1.3

Таблица 3.6.1.3

Сопоставление запасов газа по ГДМ с ГМ

Параметр	Ед. изм.	ГМ	ГДМ	Расхождение запасов ФМ с числящимися на госбалансе запасами
				%
<i>Начальные геологические запасы газа</i>	млрд. м ³	204	215	~ 5

Отличие в уровне запасов, полученных по геологической и гидродинамической моделям, не превышает 5 %, кроме того ГСР показывают общие вертикальные тренды. Это свидетельствует о том, что проведенный апскейлинг можно считать качественным.

После оценки качества проведенного апскейлинга, новая 3D-сетка, созданная для гидродинамической модели, кубы пористости, проницаемости, насыщенности и литологии были выгружены для дальнейшего моделирования в гидродинамическом симуляторе ПО tNavigator. Эти кубы являются необходимыми для построения гидродинамической модели, без них невозможно инициализировать модель. Кубы проницаемости по оси y и z (PERMY и PERMZ) воспроизводятся из куба PERMX.

3.6.2 ОБОСНОВАНИЕ ОФП, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В МОДЕЛЯХ

Кривые относительных фазовых проницаемостей построены на основе данных по исследованиям. Поскольку месторождение «В» имеет низкий охват керновыми исследованиями, их оказалось недостаточно, для того, чтобы исключительно по ним строить кривые ОФП. Для построения графиков ОФП

были привлечены керновые исследования с пластов-аналогов ЯНАО. В аналоги входит керн месторождений X, Z K R, а также внешнего аналога.

В таблице 3.6.2.1. приведены результаты исследований в скважине **6P** месторождения «В», также были привлечены данные по керну объектов-аналогов.

Таблица 3.6.2.1

Результаты испытаний скважины **6P** месторождения «В»

Месторождение		Скв.	Пласт	Интервал отбора керна, м		Место взятия, м	Лито- логия
Месторождени е «В»		6P	ПК ₁	1243.70-1252.70		5,08	Песча- ник
Результаты испытания							
№ режи- ма испы- тания	Насыщ. водой, %	Насыщ. газом, %	Прониц . по газу, мкм ² х10 ⁻³	Относит. прониц. по газу	Прониц. по воде, мкм ² х10 ⁻³	Относит. прониц по воде	Функ- ция Бакле я- Леве- ретта
1	8,7	91,3	353,22	1,0000	0,000	0,0000	0,000
2	31,7	68,3	52,543	0,1488	0,000	0,0000	0,000
3	43,0	57,0	18,543	0,0525	0,735	0,0021	0,001
4	51,9	48,1	5,586	0,0158	2,233	0,0063	0,010
5	57,4	42,6	2,616	0,0074	5,451	0,0154	0,050
6	59,6	40,4	1,740	0,0049	7,653	0,0217	0,100
7	61,5	38,5	1,108	0,0031	10,967	0,0310	0,200
8	64,9	35,1	0,482	0,0014	19,080	0,0540	0,500
9	67,6	32,4	0,000	0,0000	29,252	0,0828	1,000
Результаты испытания 2							
1	16,9	83,1	181,246	1,0000	0,000	0,0000	0,000
2	35,8	64,2	21,990	0,1213	0,000	0,0000	0,000
3	43,4	56,6	9,228	0,0509	0,225	0,0012	0,001
4	52,4	47,6	3,376	0,0186	0,832	0,0046	0,010
5	58,2	41,8	1,550	0,0085	1,989	0,0110	0,050
6	60,8	39,2	1,138	0,0063	3,084	0,0170	0,100
7	63,7	36,3	0,830	0,0046	5,063	0,0279	0,200
8	67,3	32,7	0,454	0,0025	11,063	0,0610	0,500
9	68,2	31,8	0,000	0,0000	14,728	0,0813	1,000
Результаты испытания 3							
1	21,1	78,9	61,108	1,0000	0,000	0,0000	0,000

Продолжение таблицы 3.6.2.1

2	38,6	61,4	7,394	0,1210	0,000	0,0000	0,000
3	47,0	53,0	2,635	0,0431	0,104	0,0017	0,001
4	56,8	43,2	0,775	0,0127	0,310	0,0051	0,010
5	62,3	37,7	0,382	0,0063	0,796	0,0130	0,050
6	64,2	35,8	0,270	0,0044	1,187	0,0194	0,100
7	66,0	34,0	0,182	0,0030	1,797	0,0294	0,200
8	68,4	31,6	0,077	0,0013	3,057	0,0500	0,500
9	70,5	29,5	0,000	0,0000	4,973	0,0814	1,000

1

Чтобы наглядно показать все исследования, включая исследования на объектах аналогах, на одном графике, водонасыщенность и относительная проницаемость подвергнуты нормировке.

По полученному облаку точек проведено осреднение. Для осреднения применяется методика LET, эта методика в отличие от стандартной корреляции Corey, учитывает 3 параметра, по которым производится осреднение. Есть неопределенность в области определения параметров L, E, T, но главным ориентиром считаются данные керна по скважине **6P** месторождения «В».

Параметр L описывает нижнюю часть кривой, параметр E – положение уклона, а параметр T – верхнюю часть кривой. При этом разумные диапазоны изменения величин L, E и T: $L \geq 0,1$, $E > 0$ и $T \geq 0,1$.

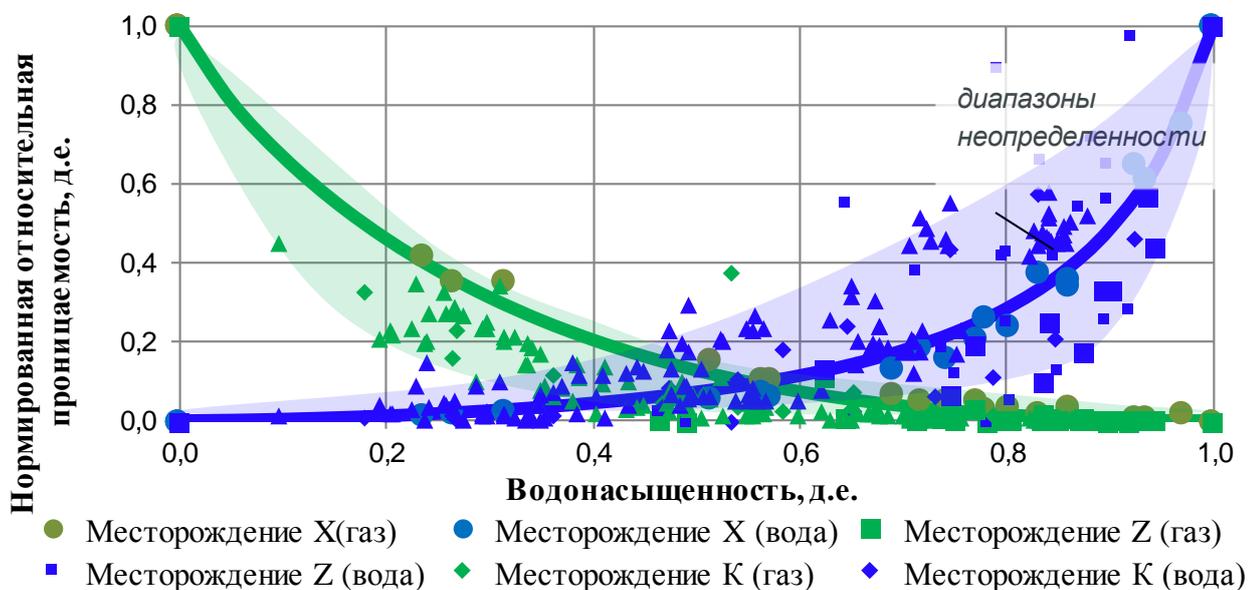


Рис.3.6.2.1. Нормированные относительные фазовые проницаемости по собственному керну (сква 6P) и объектам-аналогам

По результатам осреднения параметры L, E, T выбраны следующим образом:

Таблица 3.6.2.2.

Параметры L, E, T

Фаза	L	E	T
<i>Вода</i>	1.5	9.0	1,0
<i>Газ</i>	2.0	3.2	0.9

3.6.3 СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ В МОДЕЛЯХ

Зависимость газосодержания, вязкости и объемного коэффициента газа для пласта ПК₁ представлена на рисунке 3.6.3.1

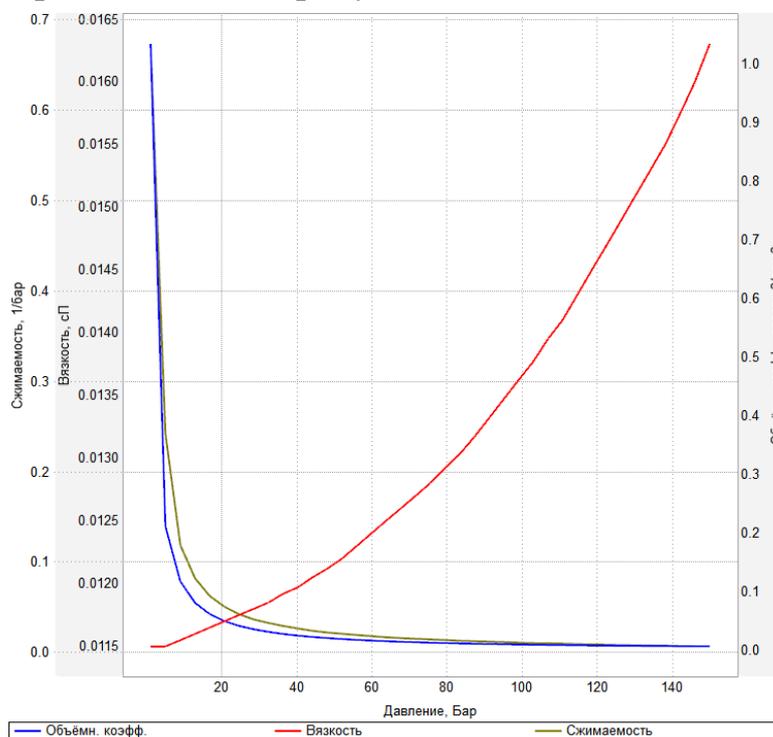


Рис.3.6.3.1 Зависимость вязкости и объемного коэффициента от давления

Объемный коэффициент воды пласта ПК₁ составляет 0.996 м³/м³. Вязкость воды в пластовых условиях составляет 0.79676 сП. Сжимаемость горной породы в пластовых условиях составляет 0.0001 бар⁻¹.

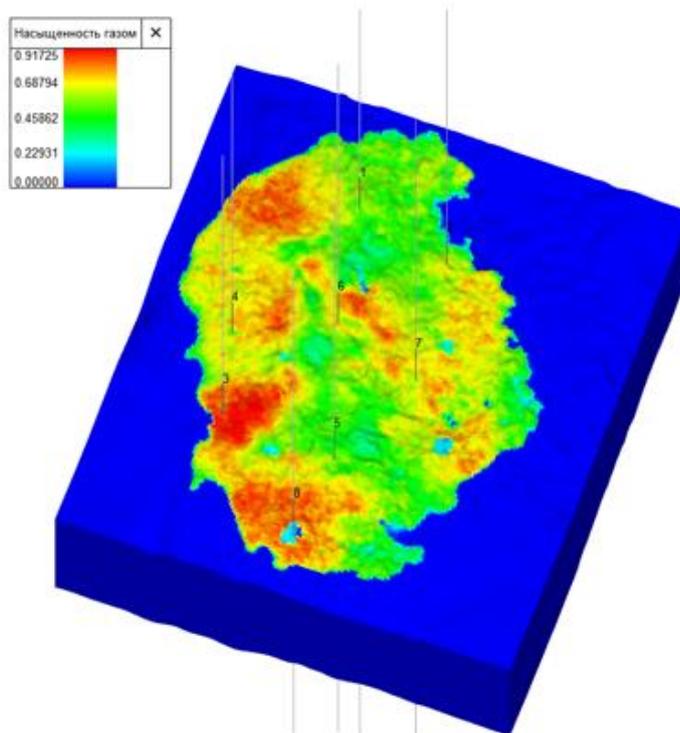
Плотности флюидов пласта ПК₁ составляют:

- газ: 0.6791 кг/м³;
- вода: 998,3 кг/м³.
-

3.6.4 ОПИСАНИЕ НАЧАЛЬНЫХ И ГРАНИЧНЫХ УСЛОВИЙ

В модели была осуществлена равновесная гравитационно-капиллярная инициализация путем задания глубины газоводяного контакта, начального давления на ГВК, относительных фазовых проницаемостей в системе «газ-вода», 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. Уровень начального ГВК задан на отметке 1221 м. Давление на глубине ГВК – 1221 м составило 12,34 МПа.

Гидродинамическая модель представлена на рисунке 3.6.4.1.

Рис.3.6.4.1 – ГДМ ПК₁

3.6.5 АДАПТАЦИЯ

Месторождение «В» в разработку не введено, история разработки отсутствует. Настройка гидродинамической модели не проводилась, т.к. испытания и данные гидродинамических исследований разведочных скважин отсутствуют.

ГЛАВА 4 ПРОЕКТИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

4.1 ОБОСНОВАНИЕ ТИПА СКВАЖИНЫ

На выбор типа скважины основное влияние оказывал такой параметр, как эффективная газонасыщенная толщина залежи $h_{эф}$. Данный параметр является ключевым, так как залежь является малоамплитудной, ее средняя эффективная газонасыщенная толщина составляет 11,4 м.

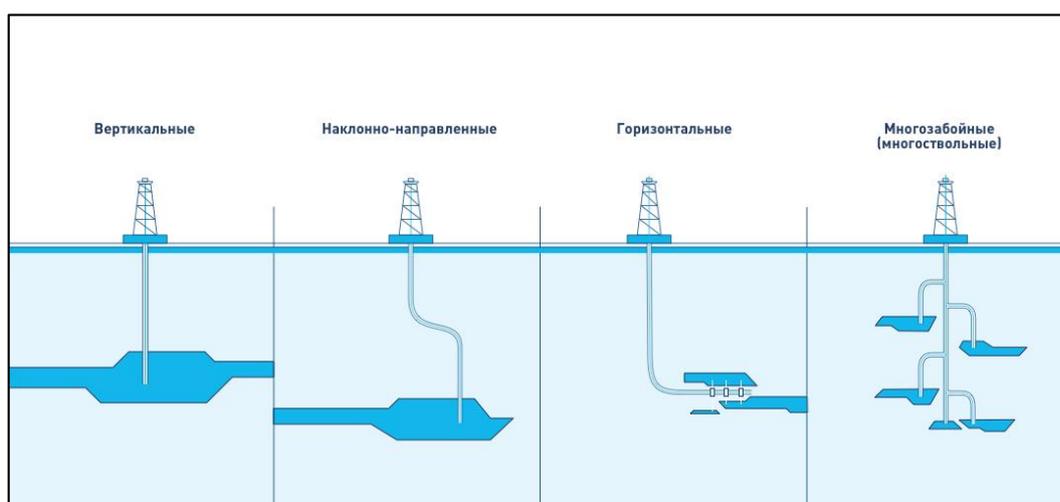


Рис.2.1.1. Типы скважин

При маломощных толщинах приходится ориентироваться на такой параметр как площадь охвата запасов. Бурение вертикальных скважин требует минимальных затрат на ресурсы, но является нерезультативным по причине сокращенного участка дренирования. Бурение наклонно-направленных скважин увеличивает поверхность притока, но является недостаточным для разбуривания протяженной по площади залежи газа. Горизонтальные скважины считаются оптимальным типом скважин на месторождениях с малоамплитудными залежами.

Также для выработки запасов были рассмотрены многозабойные скважины, позволяющие увеличить дебиты в несколько раз за счет увеличения охвата продуктивного участка.

МЗС позволяют достичь плановой эффективной проходки в расчлененном коллекторе и подключить дополнительные пропластки, а возможность снижения депрессии позволяет минимизировать прорывы воды. Однако стоимость бурения таких скважин на порядок выше, чем стоимость бурения горизонтальных скважин. Следовательно, далее системы разработки будут рассматриваться и обосновываться с учётом технологии горизонтального бурения скважин и многоствольных скважин.

4.2 СИНТЕТИЧЕСКАЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ

Для обоснования оптимальных параметров была построена синтетическая гидродинамическая модель (рис. 4.2.1.), она не так детализирована, как полномасштабная, но учитывает осредненные параметры, этого достаточно для того, чтобы проводить обоснования оптимальных параметров, также это существенно экономит время, затрачиваемое на расчеты. Сеноманский ярус пластов представляет собой мощную толщу гидродинамически связанных пластов, едиными верхнесеноманскими отложениями являются выделяемые пачки ПК₁₋₇ общей толщиной порядка 200-250 м, в случае месторождения «В» газовая залежь находится в самом верху этой формации, следственно, внедрение подошвенной воды в залежь происходит из-за нижележащей водоносной толщи, по этой причине в гидродинамической модели также подключен аквифер.

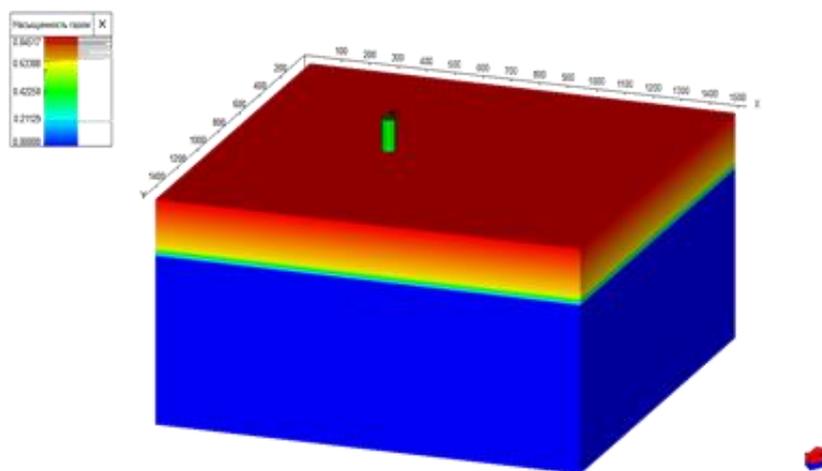


Рис.4.2.1. Секторная гидродинамическая модель

В таблице 4.2.1 приведены основные параметры секторной гидродинамической модели:

Таблица 4.2.1

Основные параметры секторной гидродинамической модели

Параметр	Величина
<i>Размерность сектора</i>	15x15x80
<i>Размерность ячейки</i>	100x100x0.5
<i>Коэффициент песчанности</i>	0.74
<i>Коэффициент пористости</i>	0.31
<i>Средняя проницаемость</i>	308.3 мД
<i>Средняя эффективная газонасыщенная толщина</i>	11.4 м

В основу синтетической гидродинамической модели заложены не только фильтрационно-емкостные свойства, она учитывает особенности разработки маломощных сеноманских газовых залежей с подстилающей водой – учтен критерий самозадавливания скважин, гидродинамическая модель включает в себя также экономические ограничения и ограничение по скорости газа на устье – это значение не превышает 20 м/с.

В качестве критерия самозадавливания выбран критерий Фруда (формулы 4.2.1-4.2.2), формулы для остальных критериев приведены в приложении 1. Первоначально обоснование проводилось на основе анализа литературных источников (в отличие от остальных критериев критерий Фруда учитывает ВГФ), затем критерий был обоснован на объекте-аналоге и показал наилучшие схождения с фактическими данными.

$$Fr^* = 940 \frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{\text{ж}}} * \frac{1}{D^5} * \frac{zT}{p} * Q^2 \quad (4.2.1)$$

$$Fr^* = \left(\frac{0.387231}{D^{8/3}} + 0.0029 \right) * Q_{\text{ж}}^{2/3} + \frac{4.4553}{D} + 0.0841 \quad (4.2.2)$$

В гидродинамической модели предусмотрена остановка скважин по самозадавлыванию – в модели дебит самозадавлывания задан формулой, и скважина останавливается через определенное количество дней после достижения дебита начала накопления воды. В модели это значение принято за 100 дней, это число также обосновано на уже остановленном по самозадавлыванию фонде объекта-аналога.

Результаты многовариантных расчетов на синтетической гидродинамической модели использовались для последующей экономической оценки.

Обоснование предельной депрессии производилось на основе анализа литературных источников. Обоснование оптимальной депрессии проводилось на многовариантных расчетах на синтетической гидродинамической модели.

4.3 ОБОСНОВАНИЕ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА СКВАЖИН

Обоснование оптимальных параметров скважин было начато с обоснования оптимальной длины горизонтального ствола, при этом в модели были учтены ограничения по предельной депрессии – 4,5 атм., а также критическая скорость газа на устье – 20 м/с.

Критерием оптимальности было наибольшее значение приведенного значения NPV, при экономической оценке учитывались добычные показатели из гидродинамической модели, включая фонд, добычу газа и воды по годам, а также затраты на скважины с разными длинами горизонтального ствола. На рис. 4.3.1. приведены результаты МВР на синтетической модели.

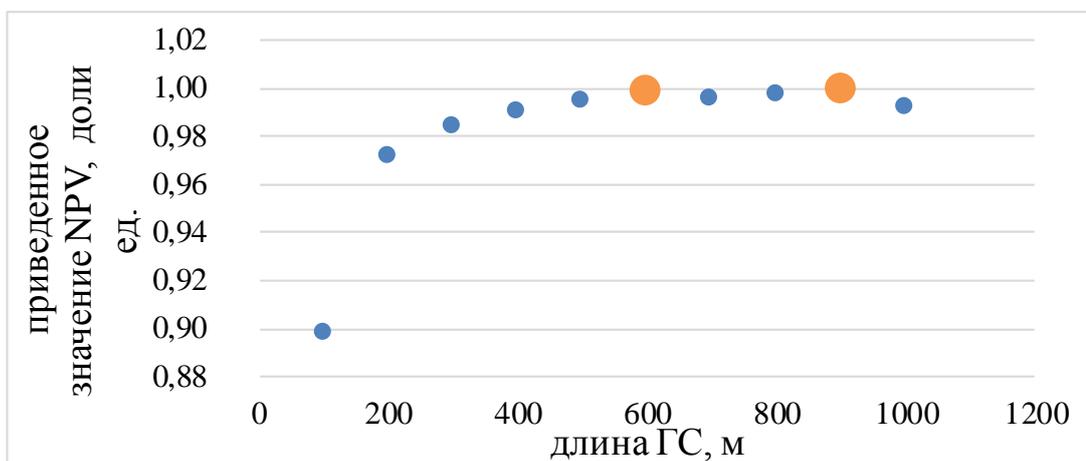


Рис.4.3.1 Результат многовариантных расчетов на секторной гидродинамической модели для обоснования длины ГС

Из графика видно, что наибольшую экономическую эффективность показывают скважины с длинами горизонтального ствола 600 м и 900 м. Бурение скважин длиной около 1000 м не такая частая практика, кроме того, это вызывает более интенсивное продвижение воды, следовательно, скважины быстрее останавливаются по воде.

Для дальнейшего рассмотрения были выбраны длины ГС 600 м и 900 м.

4.4 ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОЙ И ОПТИМАЛЬНОЙ ДЕПРЕССИИ

Маломощные сеноманские газовые залежи имеют трудности в разработке, связанные с преждевременным обводнением скважин по причине самозадавливания, а также с активным пескопроявлением – при достижении определенного уровня депрессии возрастает доля песка в добываемой продукции, это приводит к разрушению призабойной зоны пласта.

Обоснование предельной депрессии производилось на основе анализа литературных источников, значение предельной депрессии для маломощных сеноманских газовых залежей составляет 4,5 атм. В приложении 2 приведены результаты анализа литературных источников.

Обоснование оптимальной депрессии проводилось на многовариантных расчетах на синтетической гидродинамической модели.

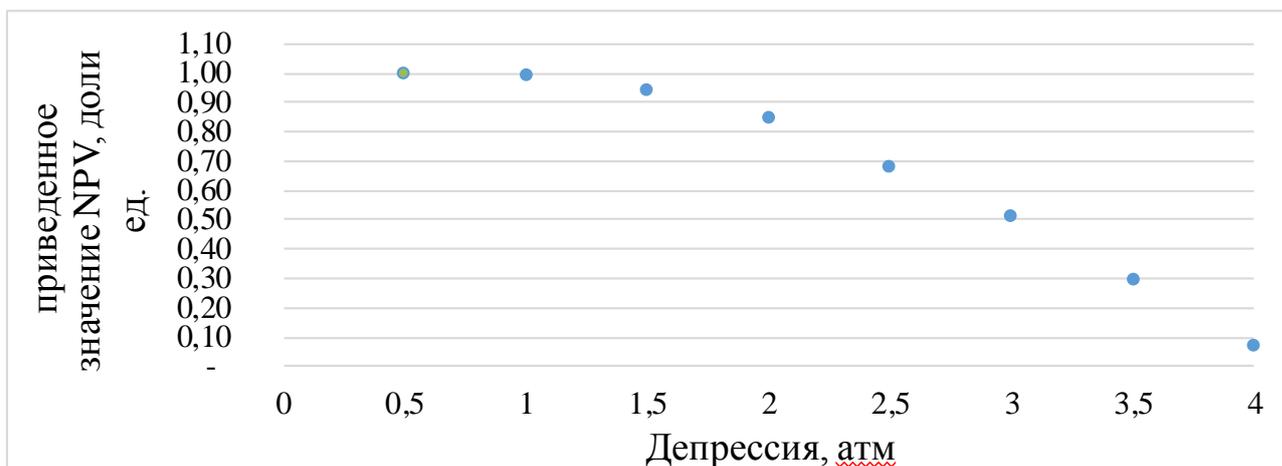


Рис.4.4.1 Результат многовариантных расчетов на секторной гидродинамической модели для обоснования депрессии. - ГС 600 м

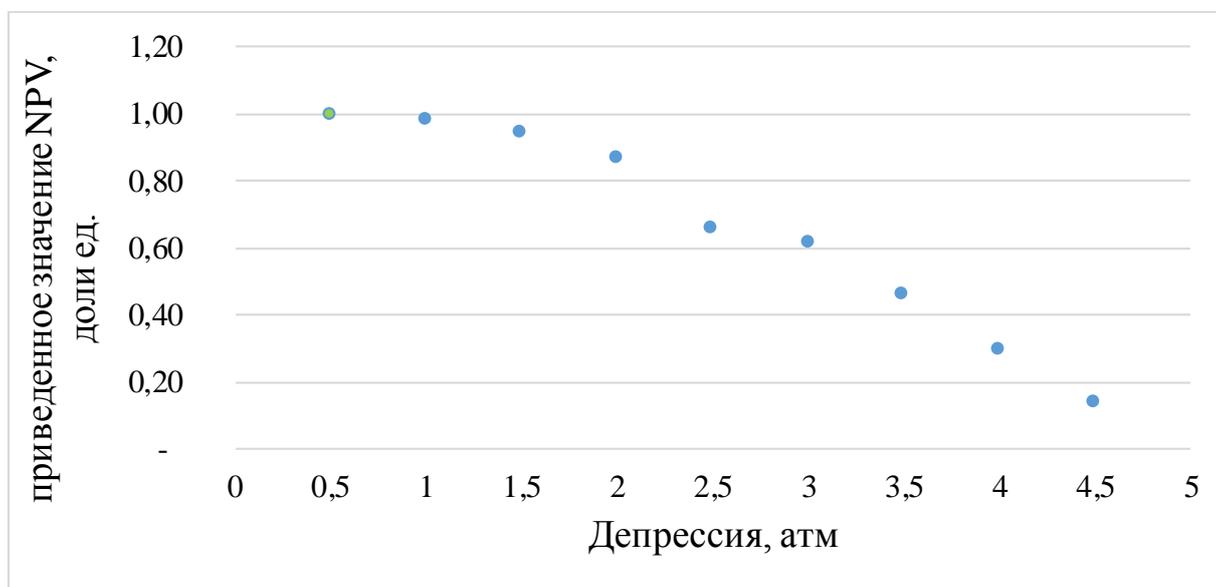


Рис.4.4.2 Результат многовариантных расчетов на секторной гидродинамической модели для обоснования депрессии. - ГС 900

Из графиков видно, что, чем меньше депрессия, тем больше значение NPV, это связано с тем, что при увеличении депрессии обводнение скважин более интенсивно.

В расчетах на полномасштабной гидродинамической модели не превышает значение предельной депрессии.

4.5 ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО КОЛИЧЕСТВА СКВАЖИН

Обоснование оптимальной плотности сетки скважин происходило на основании расчётов, проведённых на полномасштабной гидродинамической модели с учётом определённых условий эксплуатации добывающих скважин. Длины горизонтального ствола 600 м и 900 м, которые являются оптимальными для разработки объектов месторождения «В». В гидродинамической модели при моделировании разработки добывающие скважины пласта ПК₁ эксплуатируются с депрессией 0,5 атм.

Выбытие добывающих скважин из эксплуатации происходит при условии достижения значения водогазового фактора значения 0,001 м³/м³. Принятый в расчётах коэффициент эксплуатации скважин – 0.98.

Размещение скважин производилось на основе распределения запасов газа на месторождении. Все расчёты по обоснованию оптимального количества скважин проводились с выше указанными свойствами. В расчётах варьируемыми параметрами являлись количество скважин и длина ГС.

Для длины горизонтального участка ствола 900 метров рассмотрены следующие варианты: 40, 53, 68 и 80 скважин. Для длины горизонтального участка ствола 600 метров рассмотрены следующие варианты: 51, 61, 71, 82 и 116 скважин. По результатам расчета сравнивались показатели накопленной добычи газа, КИГ, полка постоянного уровня добычи и NPV проекта.

Для обоснования оптимального количества скважин был предложен интегральный коэффициент, который включает в себя такие параметры как: продолжительность полки добычи газа, КИГ, PI.

В формуле (4.5.1) заданы весовые коэффициенты. Для полки добычи – 0,45, для PI – 0,3, для КИГ – 0,25.

$$P = \left(1 - \frac{0,45*x + 0,3*y + 0,25*z}{2*(a1+a2+a3)} \right) \quad (4.5.1)$$

$$k = \frac{p}{p_1 + p_2 + \dots + p_n} \quad (4.5.2)$$

где

- Р – рейтинг, зависящий от веса параметров.
- k – интегральный коэффициент для обоснования выбора варианта.

Каждому из параметров x , y , z присвоен коэффициент от 0 до 2 в зависимости от того, какое значение принимает параметр (2 – вторая степень, максимальная, 1 – первая степень, 0 – 0 степень, минимальная). (Таблица 4.5.1)

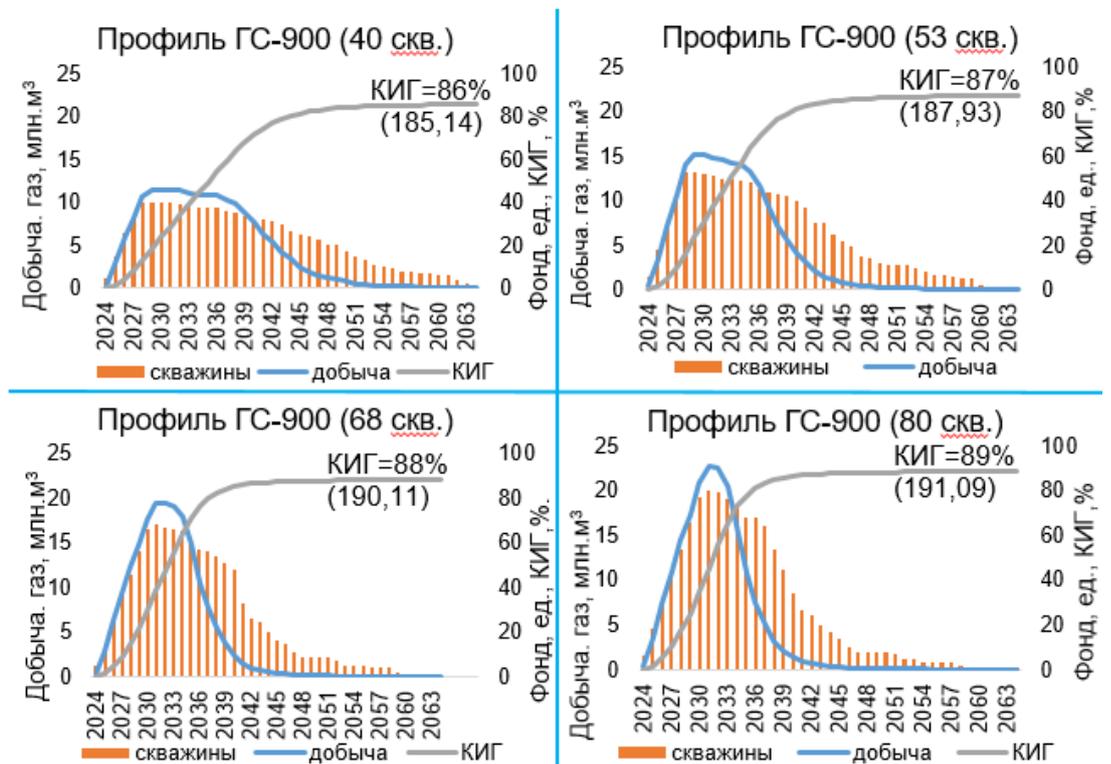


Рис 4.5.1 Профиля вариантов для ГС 900 м

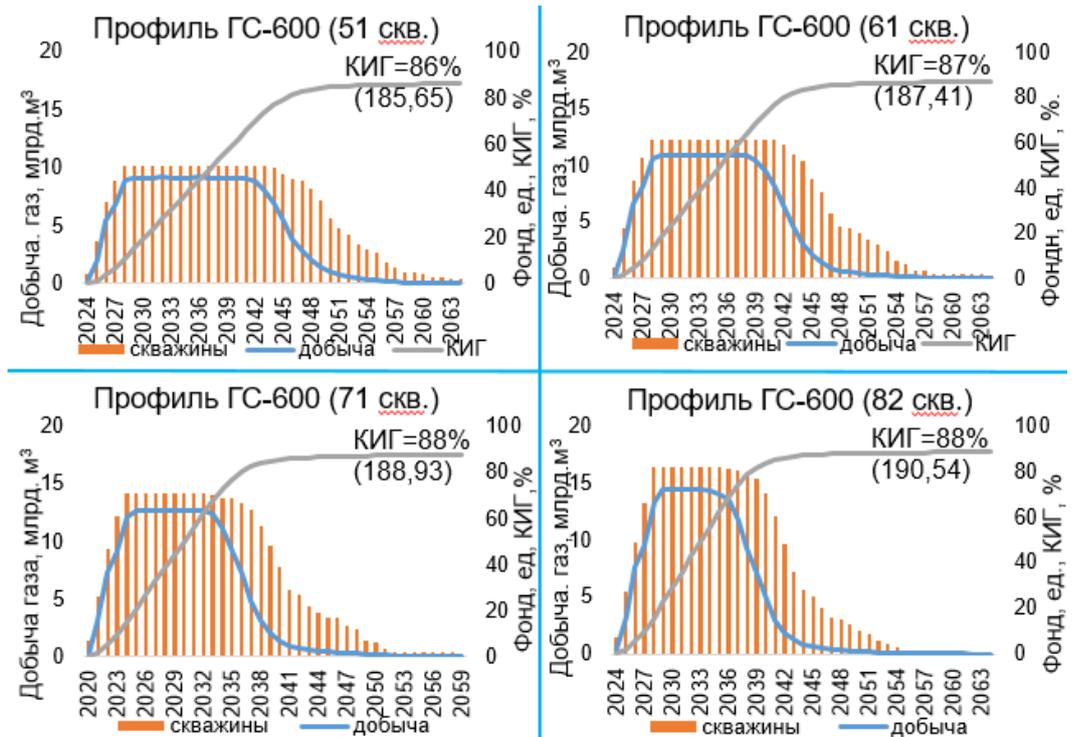


Рис 4.5.2 Профиля вариантов для ГС 600 м

Таблица 4.5.1

Критерии для каждого параметра

ГС 600м	Критерии		
	2	1	0
<i>Полка, лет</i>	4-7,67	7,68-11,33	11,34-15
<i>КИГ, %</i>	86-87	87,1-88	88,1-89
<i>PI, доли ед.</i>	1,01-1,09	1,10-1,18	1,19-1,26
ГС 900 м	Критерии		
	2	1	0
<i>Полка, лет</i>	2-4,67	4,68-7,33	7,34-10
<i>КИГ, %</i>	86-87	87,1-88	88,1-89
<i>PI, доли ед.</i>	1,06-1,15	1,16-1,24	1,25-1,33

Результаты расчетов показали, что для варианта с ГС 900 метров оптимальное количество скважин для разработки месторождения является величина в 53 скважины ($K_{\text{интегр}}=0,30$). Для ГС 600 метров – 82 скважины ($K_{\text{интегр}}=0,29$).

Таблица 4.5.2

Значения коэффициенты интегральной оценки для ГС 900

	40 скважин	53 скважин	68 скважин	80 скважин
ГС 900 м	0,23	0,30	0,22	0,28

Таблица 4.5.3

Значения коэффициенты интегральной оценки для ГС 600

	51 скважин	61 скважин	71 скважин	82 скважин	116 скважин
ГС 600 м	0,2	0,1	0,22	0,29	0,18

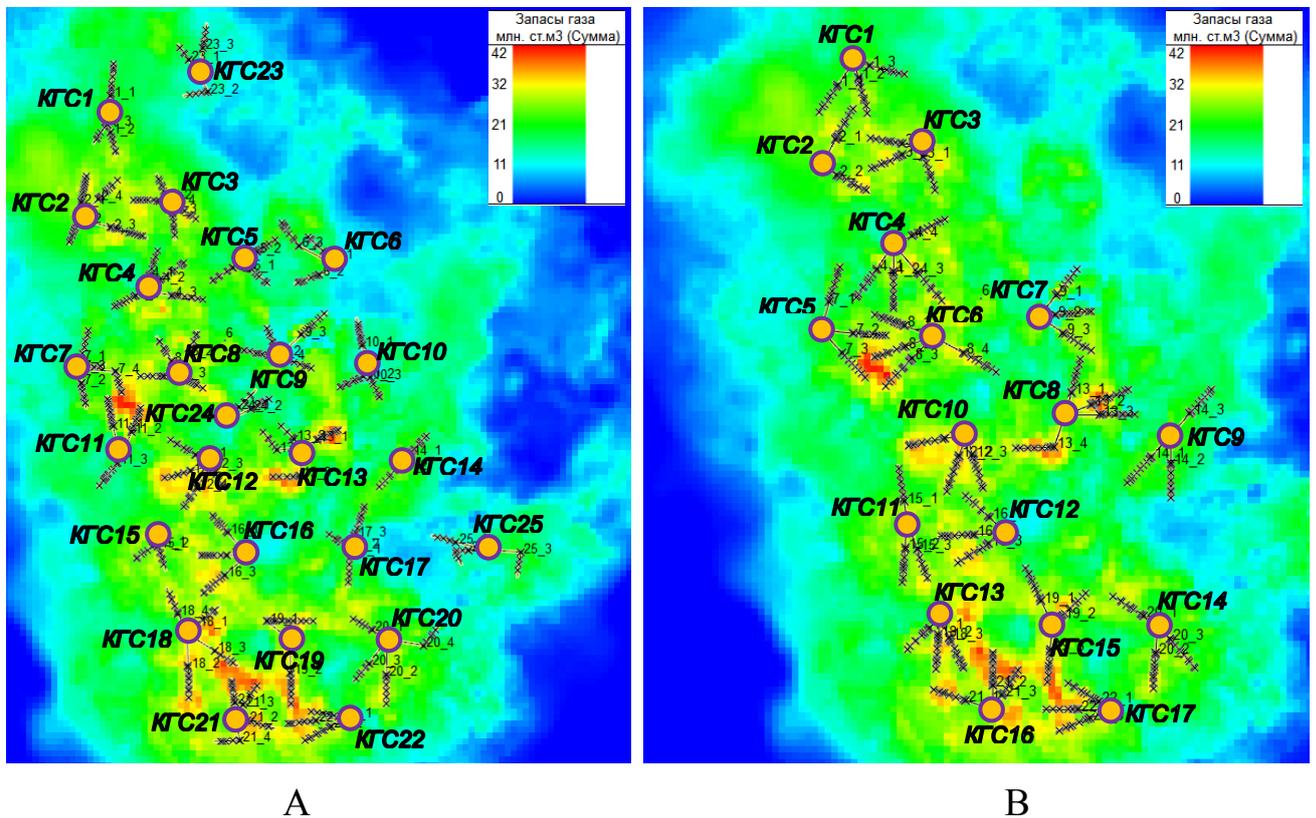


Рис.4.5.3 Расположения скважин оптимальных вариантов -

А- 600м, В – 900 м

4.6 ВАРИАНТЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

При изначальном варианте есть выгрузки из геологического софта в виде трех вероятностных моделей (P10/P50/P90). Для каждого варианта были получены оптимальные параметры разработки.

В целях улучшения экономических показателей разработки объектов, планируется в рекомендуемом варианте с ГС 900 м бурение многоствольных скважин в количестве 60 штук в качестве уплотняющего бурения.

Для варианта P10 был принят уровень ГВК 1224 м, для варианта P50 – 1221 м, для варианта P90 – 1218 м. Для каждой вероятностной модели были прочитаны варианты: ГС 900 м (53 скважины), ГС 600 м (82 скважины) и МЗС (60 скважин).

Далее на вероятностных моделях осуществлен расчет для определения основных технологических показателей разработки: добыча газа, добыча воды и КИГ. На основе экономической оценки был выбран вариант ГС 600 м (82 скважины), который показал наибольший показатель EMV, NPV и PI проекта.

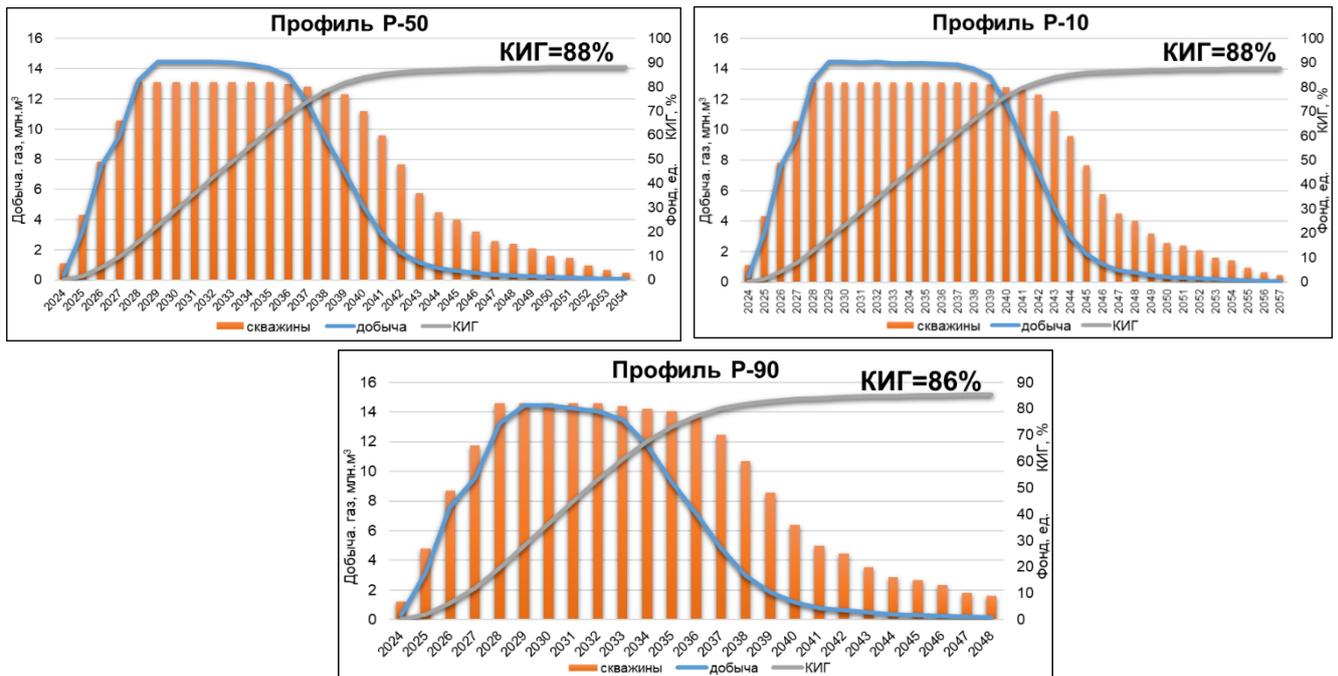


Рис.4.6.1 Профиля добычи вероятностных моделей для ГС 600 м

Экономическая оценка вариантов

NPV			
<i>млрд. руб</i>	P10	P50	P90
<i>ГС 900 м</i>	8,78	7,36	4,65
<i>ГС 600 м</i>	9,1	7,76	4,89
<i>МЗС</i>	8,78	7,36	4,65

PI			
<i>д.е.</i>	P10	P50	P90
<i>ГС 900 м</i>	1,29	1,22	1,14
<i>ГС 600 м</i>	1,31	1,26	1,17
<i>МЗС</i>	1,27	1,20	1,11

4.7 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. Разработки с горизонтальными скважинами длиной 900 м. В данном варианте добыча газа ведётся 53 добывающими скважинами.

- Фонд скважин для бурения – 53.
- Проектные уровни добычи газа – 14 500 млн. м³, добычи воды – 8 315 м³.
- Накопленная добыча газа – 187 935 млн. м³;
- Накопленная добыча воды – 67 606 м³;
- КИГ – 0.87;
- Проектный срок разработки – 27 лет.

Вариант 2. Разработки с горизонтальными скважинами длиной 600 м. В данном варианте добыча газа ведётся 82 добывающими скважинами.

- Фонд скважин для бурения – 82.
- Проектные уровни добычи газа – 14 500 млн. м³, добычи воды – 3 085 м³.
- Накопленная добыча газа – 190 542 млн. м³;
- Накопленная добыча воды – 10 857 м³;
- КИГ – 0.88;
- Проектный срок разработки – 30 лет.

Вариант 3. Разработки с горизонтальными многозабойными скважинами. В данном варианте добыча газа ведётся 60 добывающими скважинами.

- Фонд скважин для бурения – 60.
- Проектные уровни добычи газа – 14 500 млн. м³, добычи воды – 3 300 м³.
- Накопленная добыча газа – 189 260 млн. м³;
- Накопленная добыча воды – 12 803 м³;
- КИГ – 0.88;
- Проектный срок разработки – 23 лет.

ГЛАВА 5. ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Для уменьшения ключевых неопределенностей, а именно уточнения самого влиятельного параметра – неопределенность по ГВК, проводится программа опытно-промышленных работ.

Стратегия по данным работам включает в себя следующие работы:

1. Бурение двух пилотных стволов в скважинах 1Р и 5Р, находящиеся на северной и южной части соответственно. Целью данного мероприятия является подтверждение геологических запасов месторождения и в дальнейшем выбор сценария разработки. Стоимость данных работ 145,94 млн. руб (Рис. 5.1).

2. Испытания пилотных скважин, а именно гидродинамические исследования скважин, вызов притока газовой смеси из пласта и отбор проб для определения химического состава газа. Данные мероприятия необходимы для определения уровня газовой контакта, уточнение пластового давления и РVT-свойств пласта ПК₁. Стоимость данных работ 383,48 млн. руб.

3. Проведение комплекса ГИС в скважинах 1Р – пилот и 5Р – пилот. Основная цель – это уточнение фильтрационно-емкостных свойств: пористость, насыщенность, эффективную газовую толщину. Стоимость данных работ 117,42 млн. руб.

4. Отбор керна. Необходимо провести отбор керна в скважине 5Р – пилот и изучить керн в лабораторных условиях. Цель ОПР – это подтверждение настроек гидродинамической модели (ОФП, капиллярное давление, зависимость КЕРН – ГИС. Стоимость данных работ 32,39 млн. руб.

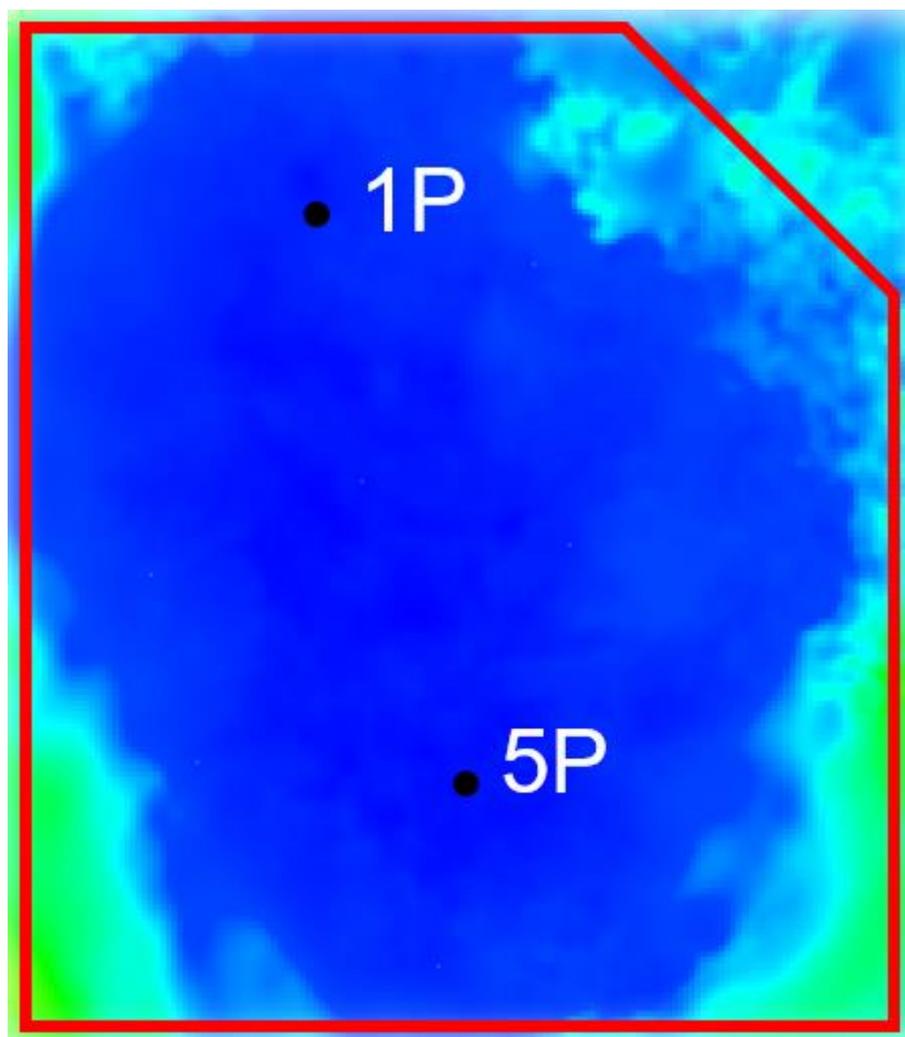


Рис.5.1 Географическое расположение скважин 1Р и 5Р

Опытно-промышленные мероприятия закладываются на этапе «Выбор» перед строительством площадных объектов, в которые закладываются необходимые производительности агрегатов и систем с учетом полученных данных с ОПР.

Рассчитаны экономические показатели без ОПР и с учетом проведения мероприятий. Определено, что ожидаемая стоимость проекта (EMV) с учетом рисков капитальных вложений (затраты на ГРР) составила 6,11 млн. рублей, что оказалось выше $EMV = 5,89$ млн. рублей для проекта, в котором ОПР не проводятся.

ГЛАВА 6 ТРЕБОВАНИЯ И РЕКОМЕНДАЦИИ К СИСТЕМАМ СБОРА, ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

6.1 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ ПО ОБУСТРОЙСТВУ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

На 01.07.2020 на месторождении пробурено 8 поисково-разведочных скважин.

Объекты подготовки и транспорта газа, газоконденсата и нефти отсутствуют на месторождении. Энергетические потребности на данном этапе не обеспечиваются. На 01.07.2020 инфраструктура на участке месторождения также отсутствует, однако участок находится вблизи района с достаточно хорошо развитой инфраструктурой – в пределах 100 километров от месторождения присутствует аэропорт, в пределах 40 км от месторождения присутствуют аэропорт местного значения, ж/д дорога, вокзал, речной порт. Ближайшая дорога находится в 11 км от месторождения, ближайший населённый пункт – в 30 км. Схема расположения месторождения «В» представлена на рисунке 6.1.

Действующий магистральный трубопровод Заполярное – Уренгой находится в 35 км. от месторождения.

Территория находится в зоне сплошного распространения многолетнемёрзлых пород (ММП) – прерывистые ММП наблюдаются на глубине 350-360 м. Под действием солнечного тепла происходит формирование сезонного талого слоя грунтов.

Климат района континентальный, характеризуется долгой холодной зимой и коротким летом.

Среднегодовая температура воздуха составляет $-7,5$ °С. Переход температуры через 0 °С происходит весной до второй половины мая, а осенью – в начале октября. Устойчивый снежный покров сохраняется в течение 220–230

дней – с середины сентября до начала мая. Среднегодовое количество осадков составляет более 44 мм. Число дней со снежным покровом – более 200.

Территория на 70 % покрыта лесом средней густоты. Растительность, характерная для границы зон тундры и лесотундры, представлена хвойными породами, широким распространением мхов и лишайников. Значительные площади занимают низинные болота и торфяники. Залежи торфа приурочены к котловинам спущенных озер (хасыреям), приозерным понижениям и ложбинам стока.

По центральной части месторождения протекает р. Большая Хадырь-Яха с юго-востока на северо-запад. На месторождении протекают притоки р. Бол. Хадырь-Яха, р. Лангь-Яха и р. Вентоко-Яха шириной русловой части до 30 м и поймой до 600 м. Отметки по месторождению колеблются от 15 до 55 м.

Территория относится к сложной (III) категории по инженерно-геологическим условиям. По категории опасности природных процессов территория месторождения относится к опасной по пучению, подтоплению и затоплению, умеренно-опасной по сейсмичности. По совокупности проявления природных процессов относится к категории «опасная».

Рекомендовано размещать площадки строительства и трассы линейных сооружений на хорошо дренированных суходольных участках распространения талых грунтов. На территории месторождения современная тенденция развития толщи ММГ в пределах древних элементов рельефа – на водоразделах характеризуется стабильным состоянием. На молодых элементах рельефа (долинные комплексы крупных рек) происходит активное промерзание талых грунтов, приводящее к появлению новообразованной мерзлоты – «перелетков», или к поднятию кровли ММГ на насыпных площадках строительства. [1]

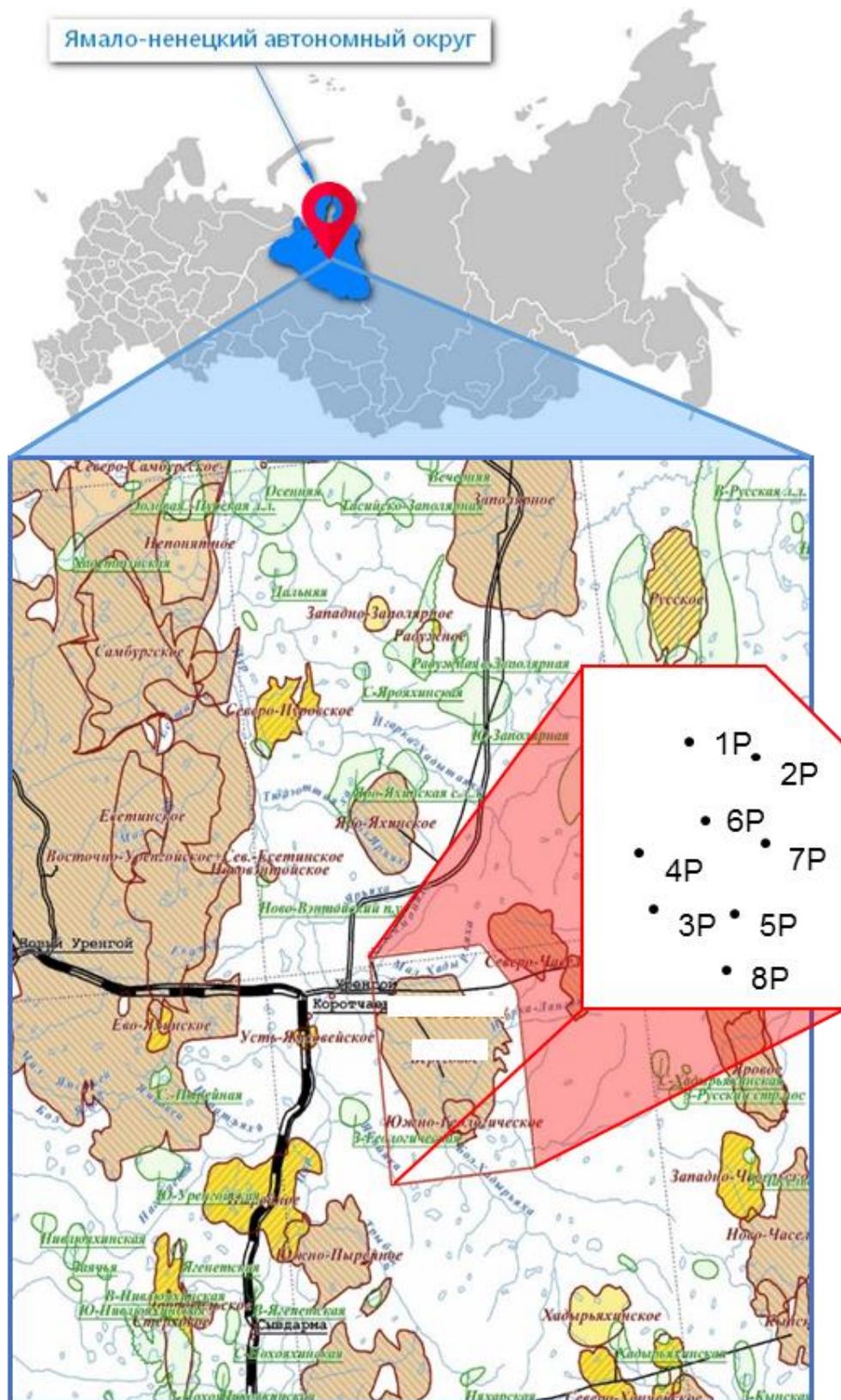


Рис.6.1 Географическое расположение месторождения «В»

6.2 ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ОБУСТРОЙСТВУ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Концепция обустройства месторождения «В» выполнена с учётом следующих исходных данных:

1. Разработка месторождения «В» предусмотрена в два этапа:

- в период с 2020г. по 2021 г. предусматривается бурение двух пилотных стволов, проведение ОПР для снятия неопределённостей;
- с 2025г. предусматривается промышленная эксплуатация промысла;
- разбуривание будет проводиться с центральной части месторождения, ближайшей к точке сдачи и наименее заболоченной.

2. Максимальный уровень добычи природного газа составит 14,46 млрд. м³/год.

3. В рамках данного кейса было рассмотрено две возможных стратегии реализации газа:

- Сдача в магистральный трубопровод – действующий трубопровод Заполярье-Новый Уренгой находится в 35 км от месторождения, необходимо строительство газопровода до точки сдачи;
- Транспортировка сжиженного газа по водным путям – водные пути и порт находятся в 20-ти км. от месторождения, необходимо строительство завода СПГ.

Оценка капитальных затрат на строительство завода СПГ проводилась по формуле Ленца, согласно расчёту, CAPEX составил 179 млрд. руб., в то время как CAPEX строительства газопровода до точки сдачи составил всего 4,7 млрд. руб., – в 38 раз меньше. Ввиду столь большой разницы в капитальных затратах вариант, подразумевающий строительство завода СПГ, был отброшен и не рассматривался подробнее – стратегией реализации газа было выбрано строительство газопровода до точки сдачи.

4. Независимо от количества запасов в рамках сценариев разработки P10, P50, P90 максимальный уровень добычи газа будет одинаков, изменится только длительность возможности поддержания полки добычи. Таким образом возможно построить инфраструктуру, одинаковую для всех трёх вариантов в рамках имеющихся неопределённостей.
5. Максимальные скорости газа во внутренних трубопроводах не должны превышать 20 м/с;
6. Температура газа на выходе систем подготовки продукции не должна превышать 0-2°С зимой и +15°С летом, такие температуры могут привести к растеплению грунтов.
7. Гидравлические расчёты трубопроводов месторождения «В» выполнены в программном комплексе «PIPESIM».
8. Технологическая схема подготовки газа абсорбционным способом осушки газа моделировалась в ПО «HYSYS».

6.3 СИСТЕМА СБОРА

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. надёжность и экологическая безопасность;
4. герметизация на всём пути движения газа;
5. обеспечение минимизации аварийных ситуаций и безопасных условий труда;
6. обеспечение возможности автоматического или ручного отбора проб.

Для рационального расположения установки по подготовке газа была согласно анализу центра масс построена Bubble-диаграмма по суточным объемам добытого газа по кустовым площадкам в год пиковой добычи.

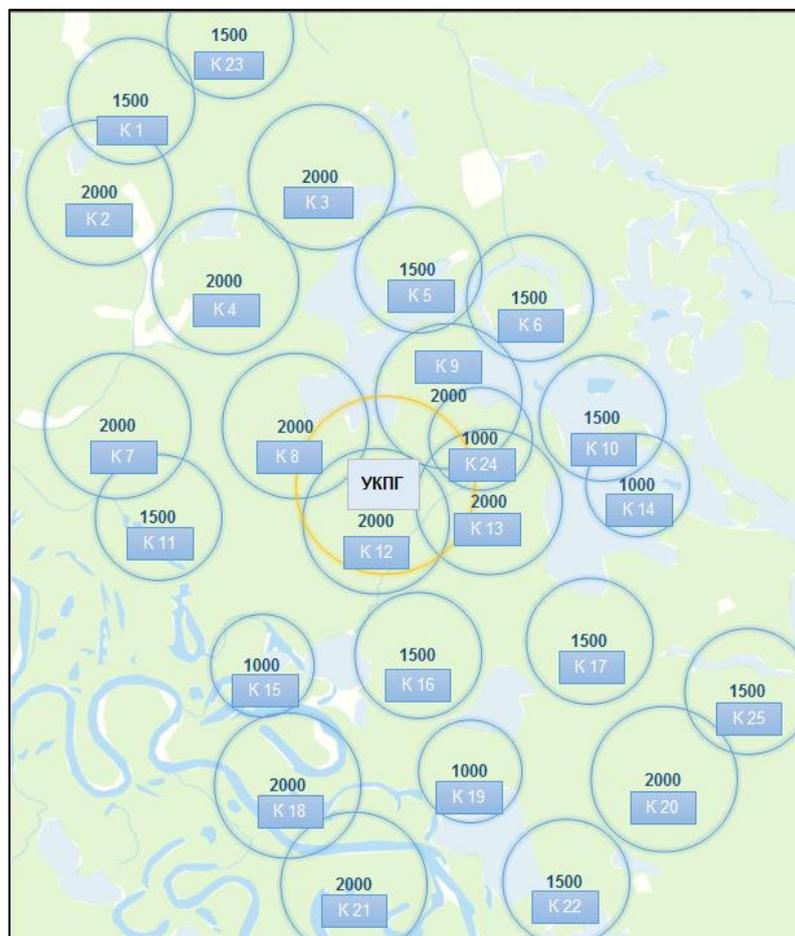


Рис.6.3 Bubble-диаграмма суточных объемов добытого газа по кустам для выявления центра масс при сценарии Р50

6.4. ВЫБОР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ УКПГ

Для того, чтобы подобрать оптимальный были рассмотрены основные методы подготовки газа, это: низко-температурная сепарация, адсорбция и абсорбция. Каждый из этих методов имеет свои достоинства и недостатки.

6.4.1 НИЗКО-ТЕМПЕРАТУРНАЯ СЕПАРАЦИЯ

Низко-температурная сепарация хороша на начальных стадиях разработки месторождений. В это время давления внутри пласта достаточно высокие, поэтому газ, выходящий из скважины со значительным давлением (как правило выше 100 атм.), преобразуется в дешевый холод при дросселировании потока. На начальных стадиях разработки НТС характеризуется низкими капитальными вложениями, при этом показатели газа удовлетворяют существующим стандартам для сдачи в магистральный газопровод.

НТС предусматривает первичную сепарацию газа и улавливание жидкостных пробок во входном газосепараторе, также охлаждение газа за счет дросселирования потока, как правило в схемах используются дроссели и турбодетандеры. Для предупреждения гидратообразования в поток газа перед теплообменником впрыскивается ингибитор гидратообразования.

Однако, у низко-температурной сепарации есть существенный недостаток, поскольку пластовое давление проседает в процессе разработки месторождения, примерно через 3-5 лет НТС теряет свое основное преимущество – дешевый холод, что ведет к существенному удорожанию процесса. В этом случае требуется реконструкция, добавление в схему ДКС делает этот метод дорогостоящим.

6.4.2 АДСОРБЦИЯ

Адсорбенты — высокодисперсные природные или искусственные материалы с большой удельной поверхностью, на которой происходит адсорбция веществ из соприкасающихся с ней газов или жидкостей.

Адсорбенты должны обладать следующими свойствами:

1. достаточной поглотительной способностью;
2. обеспечивать низкое остаточное содержание влаги в газе;
3. полнотой и простотой регенерации;

4. механической прочностью;
5. прочностью от истираемости;
6. стабильностью упомянутых показателей при циклической работе.

Принцип работы схемы основан на том, что влажный газ проходит через слой адсорбента – вещества, поглощающего пары воды, и уже очищенным выводится из аппарата, в схеме два адсорбера, пока работает первый, второй находится на регенерации.

Этот метод имеет ряд достоинств: высокая степень осушки, сравнительная легкость регенеративного процесса с возвратом в производство, также жидкость не уносится в газопровод.

Однако, периодичность процесса является основным недостатком данного метода, это ведет к существенному удорожанию, особенно в области эксплуатационных затрат.

6.4.3. АБСОРБЦИЯ

Абсорбер для очистки газов – это устройство, в котором происходит поглощение газовых компонентов жидкой фазой.

Газ, требующий осушки, поступает на абсорбер, там он очищается от взвешенных капель жидкости, закачиваемый раствор ДЭГ поглощает пары воды. Далее газ освобождается от захваченных капель газа и выходит из аппарата.

Остальная часть технологической схемы служит для восстановления адсорбента.

Абсорбция характеризуется непрерывностью и универсальностью процесса и невысокими затратами, гибкостью работы в условиях зимы и лета за счет изменения концентрации гликоля, автоматизация технологического процесса, небольшие потери давления в оборудовании, меньшая металлоемкость оборудования, возможность работы в широком диапазоне давлений и нагрузок.

Основными минусами абсорбционной осушки газа являются унос адсорбента и относительная сложность его регенерации.

Схема абсорбционной установки приведена на рис. 6.4.3.1.

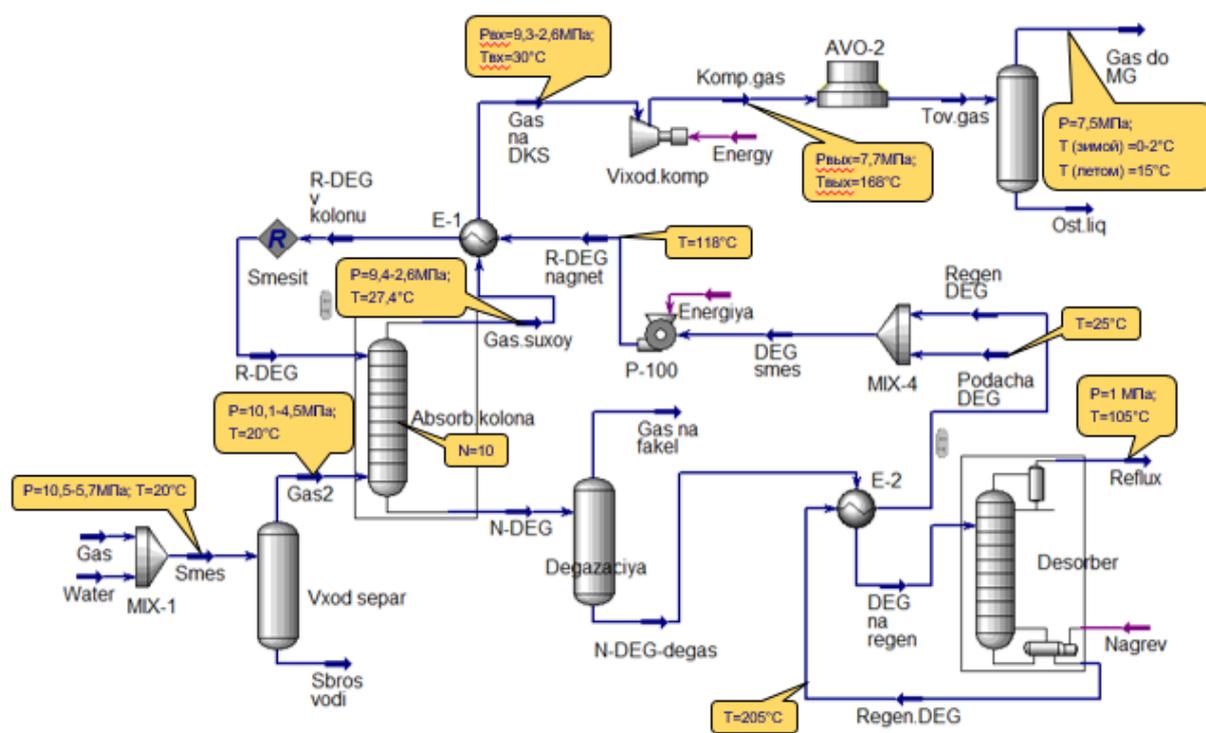


Рис.6.4.3.1 Технологическая схема: абсорбция

Выбор метода осушки газа проводился на основе анализа основных достоинств и недостатков этих методов, их специфики, а также согласно экономической оценке – это было определяющим фактором при выборе технологии.

В таблице 6.4.3.1 приведена сравнительная таблица предложенных методов.

Выбор метода осушки газа

Метод	НТС	Адсорбция	Абсорбция
Плюсы	<ul style="list-style-type: none"> НТС эффективна на начальных стадиях разработки – дешевый холод 	<ul style="list-style-type: none"> Высокая степень осушки Сравнительная легкость регенерации Отсутствие уноса жидкости в газопровод 	<ul style="list-style-type: none"> Непрерывность и универсальность процесса Гибкость работы в условиях зимы и лета за счет изменения концентрации гликоля Низкие затраты
Минусы	<ul style="list-style-type: none"> Падение давления в процессе разработки ведет к недостижению требований по подаче газа в МГ Удорожание вследствие ввода ДКС 	<ul style="list-style-type: none"> Высокие эксплуатационные затраты, обусловленные периодичностью регенерации адсорбентов Значительные потери давления газа в процессе осушки 	<ul style="list-style-type: none"> Относительная сложность регенерации
CAPEX, млрд.руб	54,87	43,96	40,92
OPEX, млрд.руб	45,74	67,31	42,38

6.5 СИСТЕМА СБОРА И ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

Прокладка 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, прерывистым распространением вечномерзлых пород поверхностное оборудование должно быть в климатическом исполнении.

6.6 ГАЗОСБОРНЫЕ СЕТИ

Исходя из значительной протяженности залежи особенно большое значение приобретает определение количества и местоположения промысловых сооружений.

При размещении газопромысловых объектов на площади месторождения учитывалось:

- минимальное техногенное воздействие на окружающую среду;
- обеспечение высоких технико-экономических показателей разработки обустройства месторождения;
- расположение охраняемых законом природных объектов.

В соответствии с гидравлическим расчетом предусмотрено подключение к УКПГ двадцати пяти кустов эксплуатационных скважин. Принят вариант подключения всех двадцати пяти кустов по укрупненной коллекторно-лучевой схеме сбора газа с подключением к четырем коллекторам от четырех до семи кустов скважин.

Преимущество коллекторно-лучевой схемы сбора:

- коллекторно-лучевой схемы сбора газа предотвращает снижение отбора газа от отдаленных кустов за счет задавливания их близлежащими;
- возможен контроль за работой скважин, особенно на конец разработки промысла при выносе большого количества пластовой воды;
- предотвращение отключения большого количества скважин при аварийном разрушении коллектора

Гидравлический расчет проведен по универсальной программе строгого моделирования течения одно- и многофазных потоков Pipesim для подземной прокладки без теплоизоляции при условии, что все скважины в кусте являются рабочими.

Результатом работы в гидравлическом симуляторе являлась наиболее оптимальная схема газосборной сети, представленная ниже на рис. 6.6.1. Диаметры проектируемых газосборных сетей определены по результатам расчетов в динамике на весь период разработки. За граничные условия принимались скорости движения газа в диапазоне от 3 до 20 м/с. Ограничения по максимальному давлению – 10 МПа, для оптимального типоразмера труб и ЗРА.

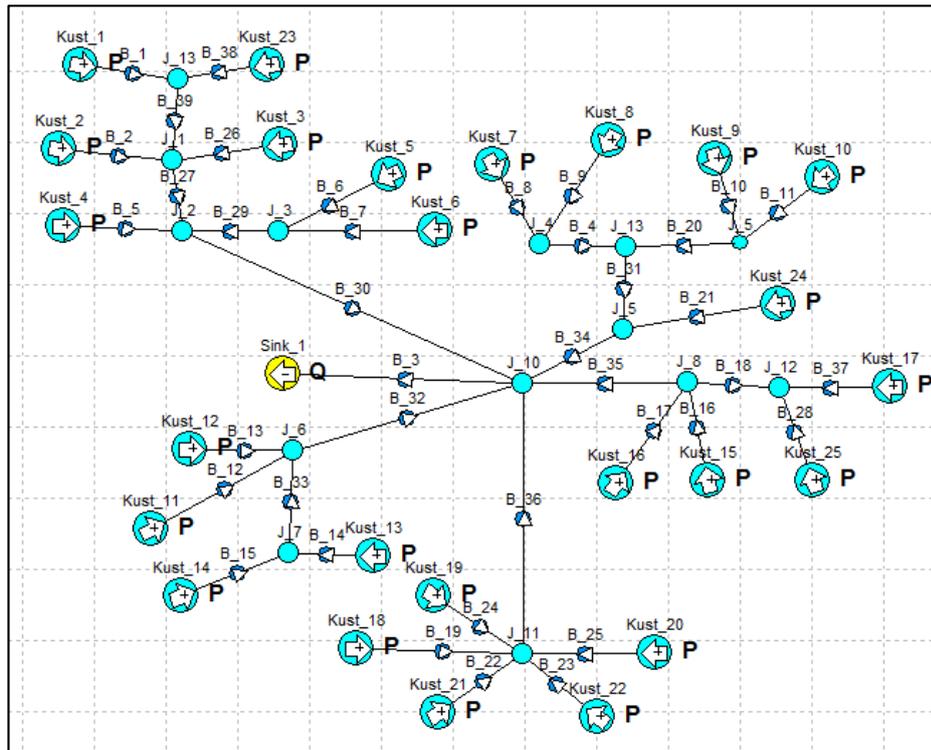


Рис.3.6.1 Расчетно-технологическая схема в ПО Pipesim

Таблица 6.6.1

Параметры трубопроводов

Труба	Расстояние, км	Размеры , мм	Труба	Расстояние, км	Размеры, мм
<i>B_11</i>	3,46	219x8	B_29	2,00	325x8
<i>B_12</i>	3,23	219x8	B_30	4,23	630x8
<i>B_13</i>	0,63	219x8	B_31	1,50	426x8
<i>B_15</i>	3,26	219x8	B_32	1,70	520x8
<i>B_16</i>	3,03	219x8	B_33	2,8	325x8
<i>B_18</i>	3,41	325x8	B_35	5,44	530x8
<i>B_19</i>	3,41	219x8	B_34	0,20	530x8
<i>B_2</i>	2,00	219x8	B_36	8,57	530x8
<i>B_20</i>	2,00	325x8	B_38	3,4	219x8
<i>B_21</i>	0,2	219x8	B_39	3,1	325x8
<i>B_22</i>	3,16	219x8	B_4	1,5	325x8

B_23	3,16	219x8	B_5	1,6	219x8
-------------	------	-------	------------	-----	-------

Продолжение таблицы 6.6.1

B_25	3,2	219x8	B_7	3,2	219x8
B_26	1,27	219x8	B_8	3,4	219x8
B_27	3,13	426x8	B_9	0,6	219x8
B_28	4,4	219x8			

Трубопроводы укладывают в подземном исполнении без теплоизоляции. Метанолопровод прокладывается в одной траншее с газопроводом. Надземная прокладка предусматривается на неустойчивых высокольдистых, особенно сложных в инженерно-геологическом отношении грунтах, а также на подходе к площадкам. Пересечение дорог осуществляется в кожухе с герметизацией концов. Глубина заложения от верха покрытия дороги до верхней образующей футляра не менее 1,4 м.

Газопровод от куста №21 пересекают р.Бол. Хадырь-Яха. Русло Бол. Хадырь-Яхи сильно меандрирует, на участке перехода прямолинейное, в профиле врезанное. Подземные переходы через средние реки выполняются с применением подводно-технических средств. Через малые и средние реки с крутыми берегами предусмотрены балочные переходы.

6.7 ВНЕШНИЙ ТРАНСПОРТ

Анализ гидравлических расчетов газопроводов для подачи газа с месторождения «В» в газотранспортную систему позволяет сделать следующие выводы:

В проекте принят вариант врезки газопровода-подключения УКПГ газового месторождения «В» в систему газопроводов «Заполярье-Уренгой», с расчетной производительностью 100 млрд м³/год. Подключение осуществляется по II газопроводам протяженностью 42,1 км диаметром 630 мм. Строительство и ввод в эксплуатацию внешнего газопровода осуществляется в два этапа. I газопровод протяженностью 42,1 км диаметром 630 мм запускается 2025 году – со вводом в эксплуатацию 8ми газовых кустов. Второй этап - ввод II газопровода протяженностью 42,1 км диаметром 630 мм в 2028 – год пиковой нагрузки газопровода. Врезка предусматривается перед узлом подключения Пуртазовской КС на 102.550 км системы газопроводов «Заполярье-Уренгой». Рабочее давление в точке подключения МГ «Заполярье Уренгой» составляет 7,35МПа.

В соответствии с гидравлическим расчетом, с точки зрения технологии транспорта газа, трубопроводы укладываются в подземном исполнении, теплоизоляция не требуется.

Основной участок трассы проходит по талым грунтам, на которых при значительном их промерзании возможно морозное пучение грунта. Также трасса газопровода расположена в области прерывистого распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Температура мерзлых грунтов на глубине 10 м равна от 0°С до минус 1.0°С. Соответственно необходимо создать более благоприятные условия для работы газопроводов в данных грунтах.

Начальная температура газа в газопроводе в зимнее время около 0°С, в летнее время максимальная температура газа до +15°С, для чего в летнее время газ после АВО охлаждается дополнительно холодным газом, поступающим со скважины. Минимальная температура охлаждения газа в АВО в зимний период

Рис.6.7.1 Карта расположения магистральных трубопроводов в районе рассматриваемых месторождений

6.8 ДОЖИМНАЯ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ

Для поддержания давления газа, необходимого для его транспорта в газотранспортную систему и обеспечения нормальной работы установки осушки газа в период снижения пластового давления на выходе с УКПГ строится ДКС, ввод которой запланирован на 2032 год (см. рис. 6.8.1).



Рис.6.8.1 Эпюра давления

6.9 ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ, ВЫБОР ТИПА УСТАНОВКИ

Для выбора типа электрической установки необходимо определить суммарное потребление электроэнергии.

Был проведен расчет потребителей электроэнергии для месторождения «В». Основными потребителями являются кустовые площадки (функционирование самого куста, а также потребление электроэнергии

персоналом на собственные нужды и вспомогательное оборудование), установка комплексной подготовки газа и дожимная компрессорная станция. Пиковая мощность составляет 5,3 МВт (Рис. 6.9.1). Далее были рассмотрены основные виды источников электроэнергии.



Рис.6.9.1 Потребление электроэнергии в ходе разработки месторождения «В»

С учетом нагрузки высоковольтной линии была сформирована электрическая сеть. Газовые месторождения относятся к третьей категории надежности, что означает потребность в одной линии ВЛ-10 кВ для всего месторождения, за исключением нескольких участков, где требуются дополнительные линии ВЛ-10 кВ для разгрузки напряжения. На участок от УКПГ до развилки 0,2 км и до южной части месторождения 1,7 км необходимо две линии ВЛ-10 кВ, далее севернее дополнительно две линии к основной ветки ВЛ-10 кВ длиной 4,23 км. Для южной части на первую часть необходимо 4 высоковольтных линий длиной 1,7 км, так как на данном участке максимальная нагрузка по напряжению. Для следующей части южного направления длиной 8,57 км необходимо три линии ВЛ-10 кВ. Такое решение возможно при наличии на кустах источников бесперебойного питания. Используется комплектная трансформаторная подстанция (КТПН) с низковольтным устройством

распределения и управления (НКУ) климатического исполнения ХЛ (холодный климат ($-60...+40^{\circ}\text{C}$)), следовательно, сама конструкция предусматривает утеплитель. Касаемо заряда аккумуляторов, то это система адаптивно подзаряжается от сети и в случае отсутствия внешнего энергоснабжения включаются сами аккумуляторы.

Такое распределение электрической выгоднее, так как на строительство бесперебойных источников питания и дополнительных высоковольтных линий 10 кВ на 18,7 млн. рублей дешевле одной повышающей и двух понижающих подстанций и линии ВЛ-35 кВ длиной 2,73 км.



Рис.6.9.2 Электрическая сеть месторождения «В»

На практике основными источниками электроэнергии являются дизельные, газотурбинные, газопоршневые электростанции и внешний источник

электропитания. Были произведены расчеты для каждого источника электроснабжения.

Дизельные электростанции (ДЭС) имеют высокую мобильность, высокий электрический КПД (38-45%) и низкие капитальные вложения. Их возможно использовать только на ранних стадиях разработки, основным фактором для отказа данного типа установки являются высокие затраты на покупку и доставку дизельного топлива на месторождение.

Газотурбинная электростанция (ГТЭС) нетребовательна к составу используемого газа, имеет высокую единичную мощность и сравнительно низкие удельные затраты на эксплуатацию. Однако низкий электрический КПД (27-33%), низкий ресурс до капитального ремонта (двигатель – 25000 ч., генератор – 50000 ч.) и высокие капитальные затраты ставят под вопрос использование данного типа установки.

Газопоршневые электростанции (ГПЭС) имеют высокий ресурс до капитального ремонта (50 – 100 тыс. ч.), высокий электрический КПД (38-45%) и низкое удельное потребление газа. Ключевым минусом установок является зависимость мощности двигателя от состава топливного газа, дерейтинг, но в случае газового месторождения и данный негативный эффект отсутствует.

Подключение к внешней электрической сети на первый взгляд становится самым логичным решением. В данном случае нет необходимости проводить ремонт и обслуживание оборудования, важно лишь учитывать операционные затраты на аренду внешней сети. Ближайшим источником по подключению является ПС 220 кВ «Арсенал», которая может предоставить необходимую мощность в 6 МВт.

После проведения экономических расчетов была выбрана газопоршневая электрическая установка. По совокупным затратам с небольшим отрывом она является более экономически привлекательным вариантом в сравнении с подключением к внешней сети (Таблица 6.9.1).

Сравнительная таблица выбора источников электропитания.

Описание	Источники электропитания			
	дэс	гпэс	гтэс	ВС ПС 220 кВ «Арсенал»
Установленная мощность, МВт	8,8	10	18	10
Совокупные затраты, млн.руб	15 096	5 428	11 548	6 570
Количество агрегатов, шт	4	5	3	-

6.10 ЛОГИСТИКА

Месторождения «В» расположено территории Ямало-Ненецкого автономного округа в Пуровском районе.

Ближайшим населенным пунктом является п.г.т. Уренгой, находящийся в 30 км северо-западнее от месторождения.

П.г.т Уренгой расположен на берегу реки Пур в 245 км от её истока, в междуречье её притоков Большая и Малая Хадырьяха, недалеко от впадения в неё реки Ево-Яха. Имеется речной порт и аэропорт местного значения.

В 15 км от Уренгоя на левом берегу Пура находится бывший посёлок Коротчаево, в настоящий момент являющийся районом города Новый Уренгой, с ж/д станцией Коротчаево, расположенной на линии Тюмень — Сургут — Новый Уренгой. Связь между Коротчаево и п.г.т. Уренгой осуществляется по понтонной переправе.

На расстоянии 150 км севернее от посёлка Уренгой находится районный центр г. Тарко-Сале. Город имеет железнодорожную станцию, которая располагается в п. Пуровск. Аэропорт находится в пределах федеральной автомобильной трассы Сургут — Салехард. Основное авиатранспортное сообщение происходит с Салехардом, с. Толька, Новым Уренгоем (с 2013 г.), с. Красноселькуп. Работают авиаподразделения авиакомпаний «ЮТэйр», «Ямал» по выполнению вертолётных работ. Аэропорт 3 класса. Идет регулярное автобусное сообщение с ж/д станцией Пуровск.

В 35 км. от месторождения находится действующий магистральный трубопровод Заполярное – Уренгой, в который планируется осуществлять сдачу газа.

Доставка грузов будет осуществляться по железной дороге до вокзала Коротчаево либо водными путями до порта в п.г.т. Уренгой с дальнейшей транспортировкой грузов по автомобильной дороге. До строительства автодороги от месторождения до точки врезки в существующую магистраль

предполагается использование зимников. В п.г.т. Уренгой планируется размещение временных складов.

Основные варианты прибытия людей - через г. Новый Уренгой, в котором находится аэропорт, либо на поезде через вокзал Коротчаево и далее – по автомобильной дороге.

Схему расположения месторождения и карту района можно увидеть на рисунках 6.10.1 и 6.10.2.

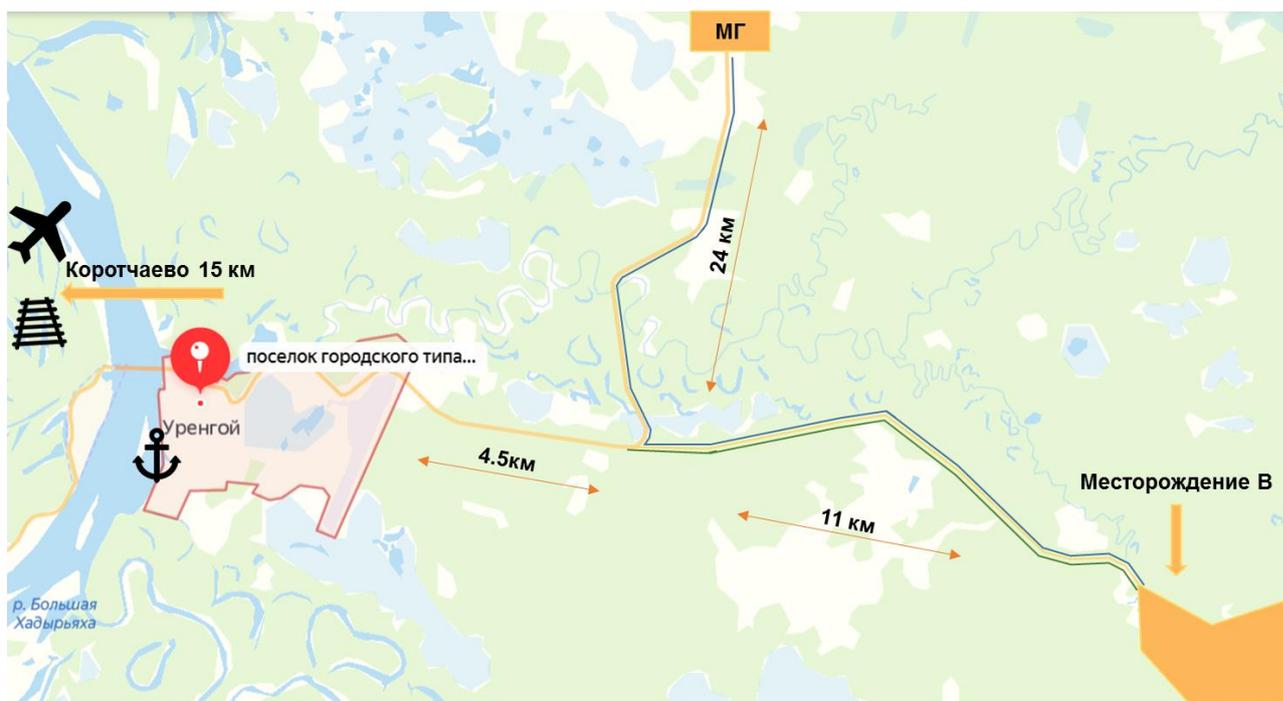


Рис.6.10.1 Географическое расположение месторождения «В»



Рис.6.10.2 Карта района месторождения «В», включающая важнейшие населённые и перевалочные пункты

6.11 ВСПОМОГАТЕЛЬНАЯ ИНФРАСТРУКТУРА

6.11.1 ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Дислокация подразделений пожарной охраны на территориях поселений и городских округов определяется исходя из условия, что время прибытия первого подразделения к месту вызова в городских поселениях и городских округах не должно превышать 10 минут, а в сельских поселениях - 20 минут. Расчёт показал, что за 20 минут пожарная машина способна доехать только до ближнего края месторождения, но не до дальнего, что означает, что необходимо строительство пожарного депо.

Согласно рекомендациям ООО «Газпром», для площадки УКПГ в случае, если в технологическом процессе задействованы опасные вещества в количестве 200 т и более, депо строится на два выезда, стоимость строительства - 149млн.

Штат подразделения пожарной охраны (пожарной части), с учетом 4-х сменного дежурства - 23 человека.

Многочисленные эксперименты и опыт использования на практике показали, что в настоящее время для противопожарной защиты объектов КС наиболее эффективными являются автоматические установки газового пожаротушения с использованием в качестве огнетушащего вещества двуокиси углерода. Установки позволяют применить для защиты оборудования объемный (или локальный по объему) способ тушения пожара. Приведение в действие установок газового пожаротушения должно осуществляться от извещателей пламени в ИК - и УФ-диапазонах.

Автоматическое пожаротушение двуокисью углерода предусматривается в следующих зданиях:

- переключаящей арматуры,
- в технологическом корпусе,
- в цехе регенерации ТЭГа,

- в цехе регенерации метанола.

Интенсивность подачи раствора принята 0.35 л/с.м².

Установки комплексной подготовки газа следует оснащать дренчерными установками пожаротушения с водным раствором ПАВ (1-3%), также срабатывающих от извещателей пламени в ИК - и УФ – диапазонах.

Необходимость установки на УКПГ установок дренчерного пожаротушения с раствором ПАВ обусловлена тем, что стандартно рекомендуемые установки пенного пожаротушения средней кратности показывают себя инерционными, малоэффективными и недостаточно надежными.

Все остальные группы производственных помещений объекта, на котором основное технологическое оборудование защищено автоматической системой пожаротушения, должны оснащаться АУПТ с учетом имеющихся систем тушения, минимизации затрат на противопожарную защиту, простоту эксплуатации всех установок пожаротушения и их максимальную эффективность.

Необходимый пожарный запас воды согласно расчёту по ВНТП 03/170-567-8 будет покрываться двумя резервуарами воды 1000 м³ каждый.

Сводная информация по принимаемым решениям приведена в таблице 6.11.1

Таблица 6.11.1

Принимаемые решения по пожарной безопасности

Опорный документ - СП 380.1325800.2018	
<i>Пожарное депо на 2 выезда</i>	САРЕХ - 149 млн. руб
<i>Персонал</i>	23 чел.
<i>Количество пожарных машин на площадке УКПГ</i>	2 шт.

Продолжение таблицы 6.11.1

<i>Автоматические установки пожаротушения механической пеной</i>	<i>установки воздушно-</i>	Здания переключающей арматуры, технологический корпус, цех регенерации ТЭГа, цех регенерации метанола.
<i>Автоматические установки пожаротушения с водным раствором ПАВ</i>	<i>дренчерные</i>	Площадка УКПГ
<i>Необходимый пожарный запас воды по ВНТП 03/170-567-8</i>		Два резервуара емкостью 1000 м ³

6.11.2 УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ

Современные методы утилизации отходов можно разделить на 5 групп:

- Биологический. Наименее трудозатратный метод. Основной минус – невозможность применения при минусовых температурах.
- Термический – наиболее целесообразен исходя из эффективности и дешевизны.
- Физический. Недостатки - низкая эффективность и образование не утилизируемых остатков. Требуется дорогостоящего оборудования.
- Физико-химический. Минусы метода - высокая стоимость реагентов, основное применение – при устранении разливов.
- Химический – аналогично физическому, основной минус – дороговизна реагентов, основное применение – при разливах.

Термический метод также подразделяется на сжигание и пиролиз. Пиролиз позволяет получать заменитель котельного/дизельного топлива, при этом отсутствуют вредные выбросы в атмосферу. Однако сжигание является более экономичным методом.

По совокупности анализа были приняты следующие решения:

1. Бытовые отходы, обтирочный загрязненный материал, отработанные масляные фильтры, строительный мусор подвергать топочному сжиганию. CAPEX составляет 219 000 руб.
2. Буровые шламы перерабатывать в грунтошамовые смеси - строительный материал для дорог и оснований промплощадок – данный способ является наиболее экологичным и исключает строительство полигонов, загрязняющих окружающую среду. Данный способ также опробован и имеет достаточно широкое применение. Цена утилизации – 10 000 руб. за тонну шлама.

Совокупность принимаемых решений приведена в таблице 6.11.1.

Таблица 6.11.1

Принимаемые решения по утилизации отходов

Опорный документ - ГОСТ Р 57677-2017	
<i>Буровые шламы</i>	Переработка в грунтошамовые смеси - строительный материал для дорог и оснований промплощадок. Цена – 10 000 руб. за тонну шлама
<i>Бытовые отходы, обтирочный загрязненный материал, отработанные масляные фильтры, строительный мусор</i>	Топочное сжигание
<i>Электрическая печь</i>	CAPEX - 219 000 руб
<i>Строительство площадки временного накопления отходов</i>	CAPEX - 2000 руб.

6.11.3 ВОДОСНАБЖЕНИЕ

Поскольку на территории месторождения находятся реки, источник водоснабжения предлагается поверхностный. Способ прокладки трубопровода – наземный по эстакаде с телоспутником для избегания растепления грунтов. Источниками тепла выступают котельная УКПГ, утилизаторы тепла на агрегатах электростанции, единые тепловые сети.

Совокупность принимаемых решений приведена в таблице 6.11.3.1

Таблица 6.11.3.1

Принимаемые решения по водоснабжению

Опорный документ - ГОСТ Р 58367-2019	
<i>Источник водоснабжения</i>	Поверхностный
<i>Способ прокладки водопровода</i>	Наземный по эстакаде с телоспутником.
<i>Источник тепла</i>	Котельная УКПГ, утилизаторы тепла на агрегатах электростанции, единые тепловые сети. CAPEX- - 270 000 руб.

ГЛАВА 7. ЭКОНОМИКА ПРОЕКТА

Экономика проекта была построена с учетом макропараметров. В данные макропараметры входит:

- цена природного газа – 2732,3 руб/тыс.м³:
- обменный курс доллара к рублю взят 67,7 руб/\$ за 1.03.2020:
- подоходный налог НДПИ на природный газ в ХМАО составляет 918 руб./тыс. м³:
- ставка дисконта была заложена с учетом требования компании в 20%.

Для ГС-600 с выбранным количеством скважин определена экономическая прибыльность бизнес-кейса.

Основные затраты на разработку месторождения идут на строительство установки комплексной подготовки газа, дожимной компрессорной станции, высоковольтных линий и автодорог, бурение скважин, строительство внутрипромыслового и магистрального трубопроводов, так же учитываются затраты на газопродувную установку и основные площадные объекты.

Операционные затраты включают в себя затраты на добычу, транспорт газа и потребление электроэнергии. С учетом всех затрат NPV составил 7,24 млрд рублей, PI проекта 1,24 доли единиц. Дисконтированный период окупаемости проекта составил 14 лет, IRR (внутренняя норма доходности) составил 24 % (Рис. 7.1).

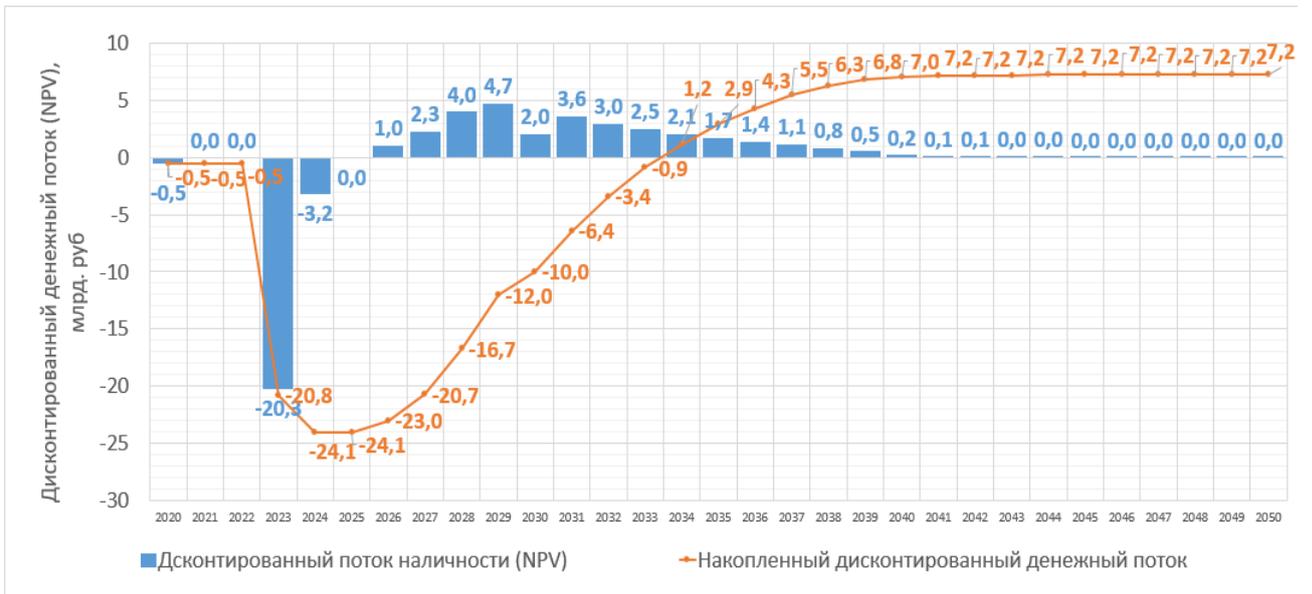


Рис.7.1 Изменение дисконтированного потока наличности за время разработки проекта в млрд. рублей.

Важным является определение чувствительности проекта при изменении цены и добычи газа, а также капитальных и операционных затрат (Рис.7.2).

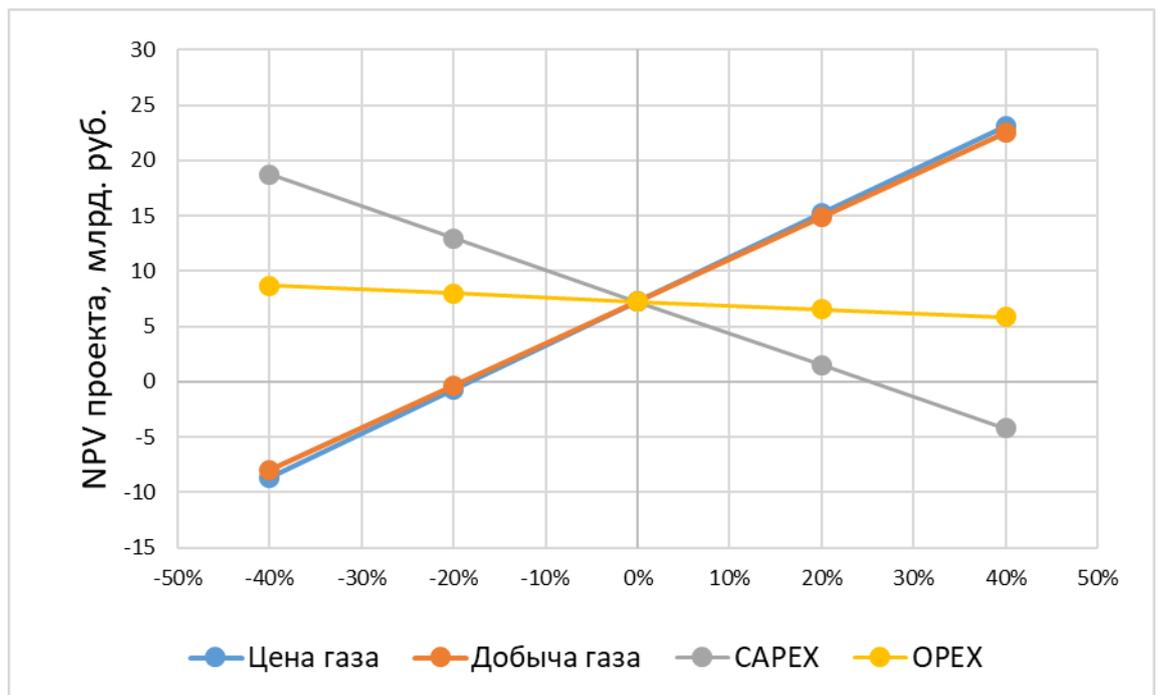


Рис.7.2 Анализ чувствительности экономики проекта

Данный анализ необходим для оценки оптимистичного и пессимистичного вариантов при изменении данных параметров. Из проведенных расчетов чувствительными значениями являются цена на газ и его добыча, они оказывают существенное влияние на потенциальную прибыль или убытки, но даже при изменении данных параметров на 20% проект остается экономически привлекательным. Также весьма чувствительным параметром являются капитальные вложения, но данный параметр прогнозируемый и контролируемый. Так как компания принимает решение по объектам обустройства месторождения с учетом производственных рисков, тем самым снижает возможные потери, связанные с капитальными затратами. У операционных затрат степень влияния значительно меньше других параметров. Нерентабельность разработки месторождения достигается при уменьшении цены газа на 18%, уменьшении добычи газа на 19%, увеличении капитальных затрат на 25% и увеличении операционных затрат в 4 раза.

ГЛАВА 8. УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ

При выполнении любого проекта есть определенные риски, именно учет рисков на начальной стадии выполнения проекта позволяет принять решение о возможностях реализации проекта, о возможных проблемах и способах их разрешения.

В таблице 8.1 приведена стратегия управления рисками.

Таблица 8.1.

Анализ рисков

Риски	Описание	Факторы снижения риска	Степень влияния	Вероятность	Управляемость
<i>Геологические</i>	1. Неподтверждение уровня запасов газа; 2. Ошибочное представление о геологическом строении залежи; 3. Некорректное определение подсчетных параметров; 4. Высокая вероятность преждевременного обводнения скважин.	1. Проведение испытаний, отбор керна; 2. Контроль качества ГМ и ГДМ – своевременная актуализация.	Высокая	Средняя	Средняя

Внутри- Полити- ческие	1. Изменения в экологическом законодательстве; 2. Изменения в федеральных законах и правовых актах, регулирующих газодобычу.	1. Наблюдение за изменениями в законодательстве; 2. Контроль за политической обстановки внутри страны.	Высокая	Низкая	Низкая
Внешне- Полити- ческие	1. Введение санкций на экспорт газа по политическим причинам	1. Мониторинг политической обстановки и международного рынка	Высокая	Низкая	Низкая
Производст- венные	1. Выход оборудования из строя; 2. Авария на производстве 3. Нарушения ОТ и ТБ на производстве; 4. Срыв сроков поставки оборудования.	1. Контроль за соблюдением норм ОТ и ПБ; 2. Регулярный мониторинг состояния оборудования; 3. Мониторинг рынка, заключение контрактов с надежными поставщикам, формирование детальных требований к поставщикам.	Средняя	Средняя	Высокая
Технологи- ческие	1. Риск ошибки проектирования/неправильного	1. Учет геологических особенностей и состава	Средняя	Средняя	Средняя

	выбора оборудования; 2. Появление новых технологий и оборудования на рынке.	добываемой продукции на всех стадиях разработки месторождения; 2. Возможность модернизации технологического процесса.			
Финансовые	1. Изменение цен на УВ; 2. Увеличение отраслевой инфляции; 3. Изменения в системе налогообложения.	1. Мониторинг экономической и внешнеполитической обстановки; 2. Актуализация экономической модели.	Высокая	Средняя	Низкая

На рисунке 8.1 показана матрица рисков, из нее видно, что риски с наиболее высокой степенью влияния, это геологические риски: ошибочное представление о геологическом строении залежи, неподтверждение уровня запасов, это может оказать существенное влияние на корректность моделей и, соответственно, экономический прогноз.

Кроме того, крупные аварии на производстве могут приводить к серьезным финансовым издержкам, а также к человеческим жертвам, что сейчас является очень важным показателем для многих компаний, которые стремятся выйти на 0% по количеству смертности на производстве, а также к снижению количества травм и аварий.

Еще один серьезный риск – изменение цен на углеводороды, что может быть как риском-угрозой, так и риском-возможностью.

		Риски				
		Очень низкий	Низкий	Средний	Высокий	Очень высокий
Вероятность	Очень высокая					
	Высокая					
	Средняя			4 13 15	1 9 14	2
	Низкая		8	3 5 8 16	7 10 11	12
	Очень низкая					
		Очень низкий	Низкий	Средний	Высокий	Очень высокий
		Степень влияния				

Рис.8.1 Матрица рисков

В матрице рисков приняты следующие условные обозначения:

1. Неподтверждение уровня запасов газа;
2. Ошибочное представление о геологическом строении залежи;
3. Некорректное определение подсчетных параметров;
4. Высокая вероятность преждевременного обводнения скважин;
5. Изменения в экологическом законодательстве;
6. Изменения в федеральных законах и правовых актах, регулирующих газодобычу;
7. Введение санкций на экспорт газа по политическим причинам;
8. Выход оборудования из строя;
9. Авария на производстве;
- 10.Нарушения ОТ и ТБ на производстве;
- 11.Срыв сроков поставки оборудования;
- 12.Риск ошибки проектирования/ неправильного выбора оборудования;
- 13.Появление новых технологий и оборудования на рынке;
- 14.Изменение цен на УВ;
- 15.Увеличение отраслевой инфляции;
- 16.Изменения в системе налогообложения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выполнения данной работы является формирование рентабельной стратегии разработки месторождения «В», в качестве рекомендуемого варианта выбран вариант разработки системой горизонтальных скважин длиной ГС 600 м, фонд эксплуатационных скважин – 82.

Подготовка газа до товарного качества производится на УКПГ, методом осушки выбрана абсорбция, предусмотрена сдача газа в МГ «Заполярье-Уренгой».

Выбор типа электростанции обусловлен экономической оценкой – выработка электроэнергии будет производится на ГПЭС.

Предложены следующие объекты капитального строительства: УКПГ-15 млрд. м³, ГПЭС-5*2МВт, ВЛ-10КВ, сеть газопровода, А/Д, объекты вспомогательного назначения.

Исходя из предложенной концепции рассчитаны основные экономические показатели, PI проекта составляет – 1,24, NPV – 7,24 млрд. руб., проведен анализ чувствительности, учтены ключевые риски проекта и предложены способы их снижения. Все задачи проекта реализованы в полной мере.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

[1] Строкова Л.А., Пургина Д.В., Галеева Э. И., Курчатова А.Н. Оценка инженерно-геокриологических условий берегового нефтегазоконденсатного месторождения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, том 329. - 2018. - №12. - С 6-19.

[2] Александрова Г. Н., Космынин В. А., Постников А. В. Стратиграфия и условия седиментации меловых отложений южной части Варьеганского мегавала (Западная Сибирь) // Стратиграфия. Геологическая корреляция, том 18. - 2010. - № 4. - С. 65–91.

[3] Кислухин В. И., Кислухин И. В., Шрейнер А. А. и др. Нефть и газ сеноманских отложений севера Западной Сибири. // Известия ВУЗов, Нефть и газ № 1, 2010. - С. 6-11.

[4] Гайдукова А. А. Геологическое строение и состояние разработки сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. // Известия ВУЗов, Нефть и газ № 4. - 2009. - С. 13-19.

[5] Горюхин Е. Я., Колпаков В. Я., Сильвестров В. Н. Новые данные по стратиграфии меловых и палеогеновых отложений северной части Обь-томского междуречья. / Стратиграфия и палеонтология Сибири и Урала. / Под ред. А. Р. Ананьева. - Томск: Издательство Томского Университета, 1978. – С. 56-57.

[6] С.А. Кирсанов, В.Н. Гордеев, О.В. Николаев, И.В. Стоноженко «Эмпирическая гидродинамическая модель вертикальных газожидкостных потоков в газовых скважинах»

[7] С.А.Шулепин. Экспериментальное обоснование устойчивых режимов эксплуатации обводняющихся газовых скважин

[8] Николаев О.В. Регулирование работы газовых скважин по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков в вертикальных трубах.

[9] О.В. Николаев, П.А. Моисейкин, И.В. Стоноженко, С.А. Шулепин. О расчёте потерь давления для газовой скважины, продукция которой содержит воду.

[10] Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий. РД 153-39.0-111-2001 ВНИИГАЗ

[11] «Особенности разработки тонких водоплавающих залежей газа с неоднородными коллекторами» С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров, Д.П. Анিকেев, М.А. Федосеев, М.Н. Пислегин.

СПИСОК ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рис.2.2.1 Схема фациального районирования отложений апт-альб-сеномана (г. Новосибирск, СНИИГГиМС, 2004 г.).....	10
Рис.2.2.2 Фрагмент сейсмического разреза по региональному профилю №13. (из атласа «Геология и нефтегазоность ХМАО», Ханты-Мансийск, 2004, с дополнениями автора) ...	11
Рис.2.2.3 Распределение начальных геологических запасов углеводородов пластов ПК по категориям в процентном соотношении (по классификации на 2015 г.).....	12
Рис.2.4.1 Региональная стратиграфическая схема отложений покурской свиты (апт-альб-сеноман) Западной Сибири.....	14
Рис.3.1.1.1 Образец керна скважины 6Р.....	15
Рис.3.1.2.1 Схема корреляции с разделением на циклиты по скважинам 1Р, 2Р, 3Р и 4Р	16
Рис.3.1.2.2 Схема корреляции с разделением на циклиты по скважинам 5Р, 6Р, 7Р и 8Р	17
Рис.3.1.3.1 Петрофизическая зависимость пласта ПК ₁ месторождения «В».....	18
Рис.3.1.3.2 Зависимость $K_{пр}=f(K_{п})$ пласта ПК ₁ месторождения «В».....	18
Рис.3.1.4.1 Зависимости а) коэффициента пористости от параметра пористости; б) коэффициента водонасыщенности от параметра насыщения; для пласта ПК ₁	20
Рис.3.2.1 Концептуальная модель осадконакопления.....	22
Рис.3.2.2 Схема корреляции с разделением на циклиты ч.1.....	23
Рис.3.2.3 Схема корреляции с разделением на циклиты ч.2.....	24
Рис.3.2.4 Последовательность фаций пласта ПК ₁ ¹	25
Рис.3.2.5 Последовательность фаций пласта ПК ₁ ²	26
Рис.3.2.6 Последовательность фаций пласта ПК ₁ ³	26
Рис.3.4.1.1 Профиль 2Д-сеймики по ОГ-Г в разрезе месторождения.....	31
Рис.3.4.1.2 Построенные поверхности: кровля, подошва ПК ₁ ¹ ПК ₁ ² ПК ₁ ³ соответственно..	31
Рис.3.4.1.3 Гистограмма невязок а.о. структурной кровли пласта ПК ₁ по карте из модели и а.о. структурной кровли пласта ПК ₁ по скважинам.....	32
Рис.3.4.3.1 Гистограмма распределения куба LITO по скважинам и кубу для пласта ПК ₁ ..	35
Рис.3.4.3.2 Куб литологии 3D модели.....	35
Рис.3.4.3.3 Гистограмма распределения пористости по данным ГИС и кубу.....	36
Рис.3.4.3.4 Зависимости коэффициента газонасыщенности от высоты залежи и коэффициента пористости.....	37
Рис.3.5.1 Зависимость объемного коэффициента от давления для пласта ПК ₁ месторождения «В».....	40
Рис.3.5.2 Зависимость вязкости от давления для пласта ПК ₁ месторождения «В».....	40
Рис.3.6.1.1 Ремасштабирование емкостных свойств.....	42
Рис.3.6.1.2 ГСР по литологии и проницаемости, с разбивкой на слои для ремасштабированной сетки.....	43

Рис.3.6.1.3 Схематический разрез из куба литологии и пористости по ГМ и ГДМ	43
Рис.3.6.2.1. Нормированные относительные фазовые проницаемости по собственному керну (скв БР) и объектам-аналогам	46
Рис.3.6.3.1 Зависимость вязкости и объемного коэффициента от давления	47
Рис.3.6.4.1 – ГДМ ПК ₁	49
Рис.2.1.1. Типы скважин	50
Рис.4.2.1. Секторная гидродинамическая модель.....	51
Рис.4.3.1 Результат многовариантных расчетов на секторной гидродинамической модели для обоснования длины ГС	54
Рис.4.4.1 Результат многовариантных расчетов на секторной гидродинамической модели для обоснования депрессии. - ГС 600 м.....	55
Рис.4.4.2 Результат многовариантных расчетов на секторной гидродинамической модели для обоснования депрессии. - ГС 900	55
Рис 4.5.1 Профиля вариантов для ГС 900 м.....	57
Рис 4.5.2 Профиля вариантов для ГС 600 м.....	58
Рис.4.5.3 Расположения скважин оптимальных вариантов -	59
А- 600м, В – 900 м.....	59
Рис.4.6.1 Профиля добычи вероятностных моделей для ГС 600 м.....	60
Рис.5.1 Географическое расположение скважин 1Р и 5Р.....	64
Рис.6.1 Географическое расположение месторождения «В»	67
Рис.6.3 Bubble-диаграмма суточных объемов добытого газа по кустам для выявления центра масс при сценарии Р50	70
Рис.6.4.3.1 Технологическая схема: абсорбция	73
Рис.3.6.1 Расчетно-технологическая схема в ПО Pipesim.....	77
Рис.6.7.1 Карта расположения магистральных трубопроводов в районе рассматриваемых месторождений	81
Рис.6.8.1 Эпюра давления	81
Рис.6.9.1 Потребление электроэнергии в ходе разработки месторождения «В»	82
Рис.6.9.2 Электрическая сеть месторождения «В»	83
Рис.6.10.1 Географическое расположение месторождения «В»	87
Рис.6.10.2 Карта района месторождения «В», включающая важнейшие населённые и перевалочные пункты	88
Рис.7.1 Изменение дисконтированного потока наличности за время разработки проекта в млрд. рублей.....	95
Рис.7.2 Анализ чувствительности экономики проекта	95
Рис.8.1 Матрица рисков	100

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

ОСНОВНЫЕ КРИТЕРИИ САМОЗАДАВЛИВАНИЯ

№	Источник	Формула для минимальной скорости, u , м/с	Для газа сеноманских залежей	
			u , м/с	Q_{\min} , тыс. м ³ /сут
1	ВНИИГАЗ (Власенко А.П.)	$u \geq 4 \sqrt{\frac{4\sigma(\rho_{\infty} - \rho)g}{K\rho^2}}$	$u = 0,62 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$0,918D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz\Delta}}$
2	Тернер Р.Дж.	$u \geq 3,714 \sqrt{\frac{\sigma(\rho_{\infty} - \rho)g}{\rho^2}}$	$u = 1,36 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$2,03D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz\Delta}}$
3	Точигин А.А.	$u \geq 3,34 \sqrt{\frac{\sigma g \rho_{\infty}^2}{(\rho_{\infty} - \rho)\rho^2}}$	$u = 1,21 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$1,80D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz\Delta}}$
4	ВНИИГАЗ (Васильев Ю.Н.)	$u = \sqrt{A\alpha \left(\frac{6q}{\pi DA}\right)^{1/3} + \beta + \frac{1}{2}A \left(\frac{6q}{\pi DA}\right)^{2/3}}$		
5	Кутателадзе С.С.	$u \geq 4 \sqrt{\frac{\sigma(\rho_{\infty} - \rho)g}{\rho^2}}$	$u = 0,37 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$0,546D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz\Delta}}$
6	Ухтинский филиал ВНИИГАЗа	$u \geq 0,412 \sqrt{\frac{\rho_{\infty} - \rho}{\rho}}$	$u = 0,92 \sqrt{\frac{Tz}{p}}$	$1,50D^2 \sqrt{\frac{p}{Tz\Delta}}$
7	СевКавНИИГаз (Игнатенко Ю.К.)	$Q \geq 65 \frac{D^2}{Tz} \sqrt{p}$	$u = \frac{32,7}{\sqrt{p}}$	$65 \frac{D^2}{Tz} \sqrt{p}$
8	ВНИИГАЗ (Бузинов С.Н., Шулятиков В.И.)	$Q_{\min} = 0,015 d^2 \sqrt{pD}$	$u = 2,1 \sqrt{\frac{D}{p}}$	$0,015 d^2 \sqrt{pD}$

* В таблице приняты единицы: $[p] = \text{ат}$, $[D] = \text{см}$; использованы обозначения: σ – поверхностное натяжение на границе «газ – жидкость»; T – абсолютная температура, К; z – коэффициент сверхсжимаемости газа; Δ – относительная по воздуху плотность газа; $A = \frac{g\rho_{\text{ж}} + \frac{\partial p}{\partial y}}{\mu}$, $\alpha = \frac{8\mu}{\lambda\rho_{\text{г}}}$, $\beta = \frac{2Dg}{\lambda}$; μ – вязкость жидкости; λ – коэффициент гидравлического сопротивления однофазного потока.

ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЕЛЬНОЙ ДЕПРЕССИИ

Источник	Параметр	Примечание	ΔP_{min}	ΔP_{max}	ΔP_{min}	$\Delta P_{пред}$	$\Delta P_{опт}$
			Сухой коллектор		Влажный коллектор		выноса мех. прим, атм
Анализ исследований пластов-аналогов	Мест-я-аналоги сухой коллектор	Начало выноса мех примесей	1,87	5.86			3.87
	Мест-я-аналоги сухой коллектор	Отсутствие выноса мех примесей	4,96	5.86			5.31
	Мест-я-аналоги влажный коллектор	Начало выноса мех примесей			1.69	4.34	3,02
	Мест-я-аналоги влажный коллектор	Отсутствие выноса мех примесей			3.22	4.34	3.78
	исследования керна	SPE 191635 Геомеханическое моделирование		6.1			
	Геомеханическое моделирование	газового пласта ПК ₁ Руслан Меликов	1	2.5			
Ямбургское сеноман:	ГКМ	Для рыхлых суперколлекторов (свыше 3Д)		1.1			
		Для сцементированных песчаников (1-10 мД)		2.5			
		Сухие образцы	3				
		Влажные образцы			2.5	4.5	
	спец. исследования	Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов		6			
Уренгойское, сеноман	анализ разработки	Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов	5	6	1	1.5	

Источник	Параметр	Примечание	ΔP_{min}	ΔP_{max}	ΔP_{min}	$\Delta P_{пред}$	$\Delta P_{опт}$
			Сухой коллектор	Влажный коллектор	мех. прим, атм		
		Пластовая вода снижает прочность сеноманских кернов в среднем на 80%					
	Исследования	спец. Исследования, Ахметов А.А. реферат дисс.д.т.н			1.6	4	
Южно-Русское, сеноман	Анализ расчетных предельных дебитов, спец. исследования	Забоева М.И. реферат дисс.к.т.н				6	
Камыньское, Алехинское, Северо-Алехинское и Нижне-Сортымское	анализ литературы	Чемезов П.В. реферат дисс. к.т.н	1.5				
Сеноман, север Тюменской области	разрушение ПЗС	Мазанов С.В. реферат дисс.к.т.н.		5			
Оценка ТюменНИИгипрогаз	Анализ промысловых данных	СТО ГДН (ТюменНИИгипрогаз)					4