

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

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело

Кафедра Проектирования объектов нефтегазового комплекса

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Исследования влияния неопределенностей геологического строения слабоизученных верхнеюрских нефтегазоносных отложений Ямало-Ненецкого АО на условия их разработки

УДК 553.98

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2ЦМ41	Силаев Владислав Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер лаборатории разработки месторождений нефти и газа	Рукавишников В.С.	PhD, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Белозеров В.Б.	д.г.-м.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Мищенко М.В.	к.г.-м.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ПОНК	Меркулов В.П.	к.г.-м.н.		

Введение

Непрерывное увеличение вычислительной мощности и экономичности компьютеров, а также широкое распространение специализированного программного обеспечения, спроектированного для выполнения самых разнообразных задач, позволяет реализовывать комплексные процедуры, в том числе в нефтегазодобывающей отрасли, которые были слишком ресурсозатратные и малоэффективны десятилетия назад. Одним из таких подходов является процесс моделирования осадочных бассейнов с целью прогноза распределения углеводородов в них, базируясь на очень ограниченном количестве данных, которые зачастую ограничены лишь результатами сейсмических исследований, а также точечными данными, полученными из пробуренных в проводящие флюид породы скважины, включающие целиком или частично результаты анализа керна, каротажные кривые, результаты опробования скважин и так далее. Таким образом, использование специализированного программного обеспечения для моделирования позволяет произвести интеграцию имеющихся данных, на основании чего можно осуществлять процедуру оценки риска и проводить прогнозы и планировать системы варианты систем разработки.

В рамках текущей дипломной работы на соискание степени магистра нефтегазового дела рассматривается подход 3D моделирования верхнеюрских осадочных отложений сиговской свиты Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области с целью оценки влияния геологических неопределенностей, которые потенциально могут оказывать воздействие на порометрические характеристики исследуемого месторождения и его фильтрационные свойства, с учетом общей слабой геологической изученности оною, руководствуясь доступным перечнем информации, приобретенной за десятилетия разбуривания и добычи углеводородов на площади, к которой месторождение приурочено.

Исходя из имеющихся для выполнения работы данных, для достижения поставленной цели был определен ряд задач, возможные варианты решения которых подробно представлены в аналитической части работы. Поставленные задачи включали в себя анализ геологических особенностей строения отложений на площади исследования по литературным данным; интеграцию имеющихся разрозненных данных в единую модель; выполнение комплексного расчленения разреза, принимая во внимания концептуальную модель развития бассейна; поиск и обоснование моделей распределения петрофизических свойств в межскважинном пространстве, используя вариограммы и атрибутивный анализ; определение характера водонасыщенности в коллекторе, используя распределенные свойства и исходные данные по капилляриметрии; выполнение и обоснование эффективности анализа геологических неопределенностей; рекомендательное предложение вариантов систем разработки, а также оценка влияния выявленных неопределенностей на эффективность этих систем; краткий экономический анализ.

Предоставленная компанией АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» тема магистерской диссертации несёт в себе как научный, так и практический интерес, поскольку исследуемая территория является слабоизученной бурением, и может выступать как в качестве полигона для исследовательских работ, связанных с неопределенностями и рисками, так и участком для проектирования систем разработки; 3D модель в своём текущем финальном виде адаптируема, и может быть использована для интеграции новых данных без существенных изменений в своей концепции.

Глава 2. Методика исследований

В ходе выполнения дипломной работы был проанализирован комплекс накопленных за годы эксплуатации информации, собранной в пределах месторождения на территории исследования, а также в пределах разрабатываемого участка к северо-востоку, по которому имеется большое количество неструктурированных данных, включающих анализ керна, несколько проведенных в разное время комплексов ГИС, сейсмические кубы, данные по опробованию пластов и другие. В данной главе приведен краткий структурированный очерк о накопленной информации по обоим месторождениям, с целью выявления тех или иных неопределенностей, связанных с неполнотой данных по обоим участкам, а также для обоснования использования имеющихся данных для разбуренного двумя скважинами лицензионного участка, представляющего интерес для компании.

2.1 Анализ исходных данных

2.1.1 Керновый материал

Краткое описание керна приведено по результатам 11 скважин, в которых были отобраны образцы пластов СГ₁₋₂, ФЕС представлены по 3 скважинам. В среднем вынос керна составил 67% (518.91м / 774.7м). Петрофизические исследования были проведены по 549 образцам, средняя плотность отбора – 1.06 обр./м. Определение ФЕС в нефтенасыщенных интервалах является достаточно точным, так как нефтенасыщенные коллекторы хорошо охарактеризованы керном.

Пласт-коллектор СГ₁₋₂ представлен песчаниками и алевритами. Преобладающий размер зерен – 0.03 – 0.35 мм. Алевритовая фракция варьируется от 15 до 40%. Максимальны размер зерен – не более 0.6 мм. Зерна средне и хорошо сортированные, полуокатанные, полуугловатые, изометричные, местами окатанные. По минералогическому составу породы

полимиктовые и аркозовые. Содержание кварца – 27.3-47%, ПШ – 32-60.7%, обломочного материала – 3.8-23%, слюдистых компонентов – 2-9.5%. Преобладание кварца отмечено в чистом виде, реже встречаются пелитовые разности. Полевые шпаты – кислые плагиоклазы и калиевые разности в результате пелитизации, серицитизации, выщелачивания слабо и средне изменены. Из обломков пород отмечены эффузивы, кварциты, кремнистые сланцы. Слюды представлены в различной степени измененным гидратированным, хлоритизированным биотитом и мусковитом. Акцессорные минералы – гранат эпидот, апатит, турмалин, циркон. Из аутигенных минералов отмечен лейкоксен и пирит.

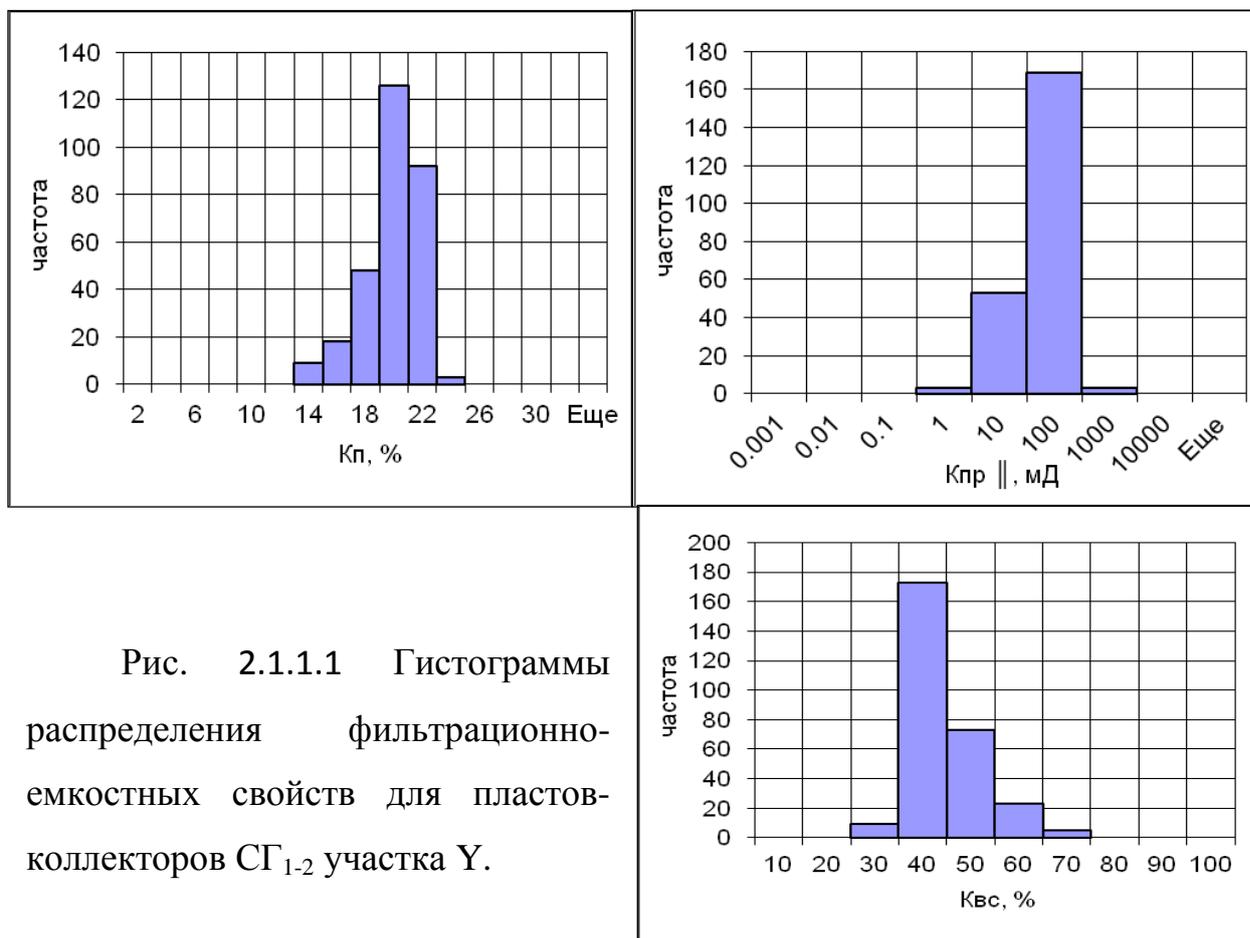
Глинистый цемент выражен поровым типом, распределен неравномерно, и составляет от 6 до 13.1%. Поровое пространство чистое, отдельные поры частично или полностью заполнены каолинитом. Каолинит преимущественно крупнокристаллический. В подчиненном количестве отмечен хлорит (10-60%) и гидрослюда (1-17%). Карбонатные разности, представленные кальцитом и сидеритом, присутствуют в незначительном количестве.

Поровое пространство песчаников было сформировано в результате постседиментационных процессов растворения, и в некоторой степени, цементации обломочного материала. Упаковка обломочного материала плотная, часто встречаются конформно-регенерационные контакты между зернами, а также деформационные структуры, которые снижают сообщаемость пор.

Относительно высокие фильтрационно-емкостные свойства песчаников обусловлены следующими литологическими факторами: гранулометрический состав, усиленный постседиментационными процессами растворения; также этому поспособствовало развитие системы коррозионно-расширенных открытых пор с высокой степенью сообщаемости. Увеличение содержания алевритовых размерностей способствует общему ухудшению

коллекторских свойств, как в связи с изменением гранулометрического состава, так и с сопровождающей карбонатизацией пород.

Что касается распределения петрофизических свойств, проницаемость варьируется в широких пределах, от 0.75 мД до 120 мД, средняя проницаемость – около 28 мД. Пористость изменяется от 12.8% до 22.4%, средняя – 19%. Средняя величина водоудерживающей способности – 39.5%. Распределения ФЕС приведены на рис. 2.1.1.1. Статистические показатели приведены в табл. 2.1.1.1



	<i>n, %</i>	<i>пр,</i>	<i>К</i> <i>вс, %</i>	<i>К</i> <i>лот.</i>	<i>К</i> <i>лот.</i>	<i>А</i> <i>есч,</i>	<i>А</i> <i>лев, %</i>	<i>Гл</i> <i>ины, %</i>
--	-------------	------------	--------------------------	-------------------------	-------------------------	-------------------------	---------------------------	----------------------------

		<i>мД</i>		<i>об., г/см3</i>	<i>мин., г/см3</i>	<i>%</i>		
Средн е	9.0	7.81	9.5	.16	.67	1.8	8.5	7
Меди ана	9.3	1.95	8.2	.15	.67	3.1	7.7	1
Мода	8.7	5.82	7.5	.15	.66		-	7
Станд артное отклонение	.97	2.86	.12	.06	.01	7.70	5.64	49
Мини мум	2.8	.75	6.3	.05	.63	.1	2.7	7
Макс имум	2.4	20.23	8.2	.34	.70	9.3	3.0	.6

Табл. 2.1.1.1 Статистические параметры для образцов керна для коллектора СГ₁₋₂ участка У.

2.1.2 Проведенные геофизические исследования скважин

На территории лицензионного участка У пробурено 68 скважин, из которых 10 поисково-разведочных, 13 пилотных стволов, 20 горизонтальных стволов, 19 наклонно-направленных и 6 водозаборных. Во всех пробуренных скважинах выполнен комплекс ГИС, состоящий из общих и детальных исследований, и включающий работы по контролю за техническим состоянием скважин.

Среди общих методов были проведены НКТ, ГК, инклинометрия, термометрия. В единичных скважинах проведены КСЗ, ПС, кавернометрия. Исследования проводились в масштабе 1:500.

Детальные исследования проводились в масштабе 1:200. Практически во всех скважинах имеются данные КС, ИК, БКЗ, БК, КВ, ПС, НКТ, ГК, МК.

Гамма-гамма плотностной каротаж (9 скважин), а также акустический каротаж (11 скважин) входили в дополнительный комплекс.

Номинальный диаметр скважин в интервалах детальных исследований составил 0.216-0.190 м. Удельный вес промывочной жидкости составил от 1.15 до 1.21 г/см³.

Технология исследований определялась временем бурения скважины, а также очередностью и интервалами вскрытия продуктивных отложений. В наиболее перспективных зонах первыми регистрировались кривые БКЗ, МК, КВ, БК, ИК, с целью получения материалов о состоянии ствола скважины и определения удельных пластовых сопротивлений в радиальном направлении. Технологии ГИС, отвечающие за литологию и пористость пород, выполнялись в конце работ как наименее подверженные влиянию промывочных жидкостей и фильтрата бурового раствора. Качество и полнота данных ГИС считается удовлетворительной для литологического расчленения, выделения коллекторов и расчета петрофизических параметров в разведочных скважинах. Большая часть эксплуатационных скважин не пригодная для выделения в них прямых признаков коллекторов и не может выступать для обоснования эффективных толщин и, следовательно, петрофизических свойств пород слагающих разрез.

Получение количественных критериев для выделения коллекторов основано на лабораторных исследованиях керна. Для коллекторов сиговской свиты среднее граничное значение пористости равно 12.5%, проницаемости – 0.6 мД, коэффициента остаточной водонасыщенности – 72%.

Граница ВНК отбивается исходя из граничного значения удельного электрического сопротивления - $\rho_{п}^{гр}$, которая устанавливается по значениям критической водонасыщенности $K_{в}^{кр}$, получаемой из капиллярных кривых и кривых фазовой проницаемости. При этом допускается, что ниже контакта существует нефть, не имеющая промышленного значения из-за низкой фазовой проницаемости во время её фильтрации. По данным ГИС и лабораторным данным по определению ОФП, с учетом кривых капиллярного

давления, граничное значение водонасыщенности для которого наиболее высока вероятность получения притока воды определяется уравнением (1):

$$K_B^{кр} = 505.2 * K_{п}^{-0.7235} \quad (1)$$

Нефтенасыщенные толщины определялись из соотношений:

$K_B^{ГИС} < K_B^{кр}$ – продуктивный пласт; $K_B^{ГИС} > K_B^{кр}$ – водонасыщенный пласт.

При таком подходе критическое УЭС изменяется в пределах 4.7-6.4 Ом*м, и составляет в среднем 5.5 Ом*м.

Для определения пористости были использованы методы ПС, гамма-гамма плотностной, акустический и нейтронный каротажи.

В теории, определение пористости полимиктовых пород с использованием метода ГГКП имеет преимущество по сравнению с другими методами ГИС в связи с слабым влиянием глинистости. На территории участка У ГГКП каротаж был проведен только в 9 скважинах и, соответственно может быть использован, в большей степени, для контроля полученных результатов с использованием других методов ГИС. Аналогичная ситуация с акустическим каротажем, проведенным в 11 скважинах, из которых только 7 имеют приемлемое качество. Разрез участка наиболее хорошо изучен радиоактивным каротажем и каротажем потенциалов самопроизвольной поляризации.

Пористость по амплитуде ПС. Возможность использования метода ПС для определения пористости обусловлено наличием корреляционной связи между амплитудой ПС, коэффициентом глинистости и пористостью. Для оценки пористости пластов СГ₁₋₃ участка У использовалась взаимосвязь альфа ПС с пористостью по керну, осредненной в интервале проницаемых пропластков. Для получения зависимости были использованы пласты толщиной не менее полутора метров. В подобных пластах не требуется введение поправок за влияние вмещающей среды. В результате была получена зависимость (Рис 2.1.2.1.):

$$K_{п} = 21.269 * \alpha_{пс}^{0.3591} \quad (2)$$

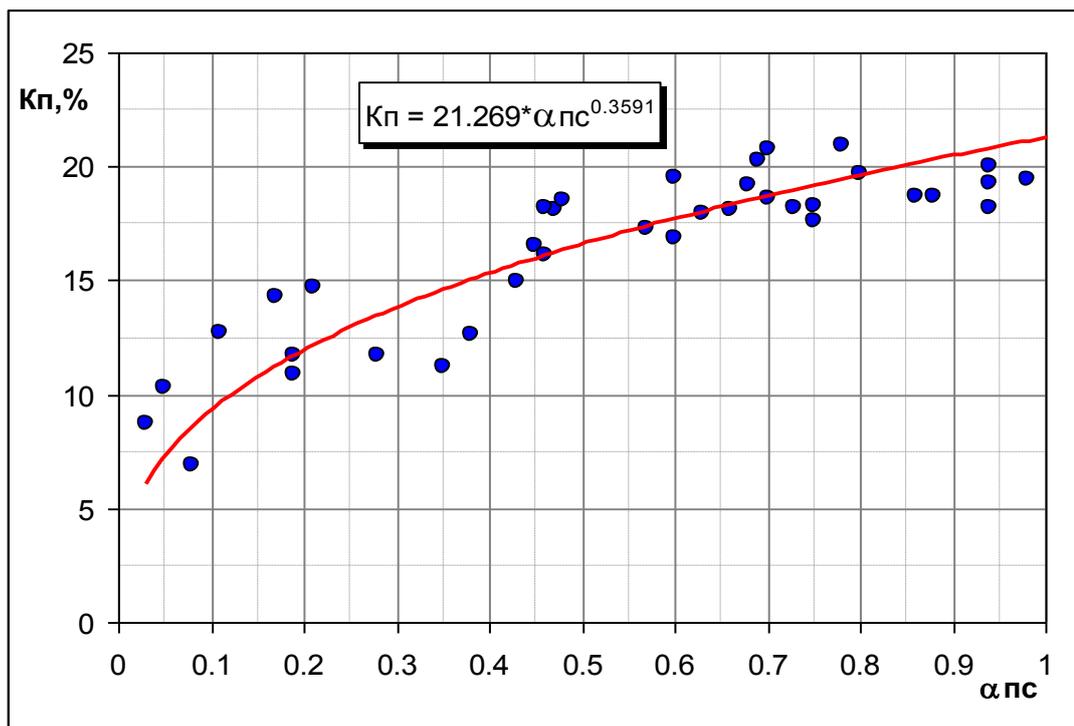


Рис. 2.1.2.1. Зависимость пористости от амплитуды альфа ПС для пластов СГ₁₋₃ участка У.

Пористость по нейтронному каротажу. При анализе зависимости керн-ГИС (Рис. 2.1.2.2.) между параметрами d_{НК} и пористостью, было получено уравнение:

$$d_{НК} = (НК - НК_{\min}) / (НК_{\max} - НК_{\min})$$

(3)

$$K_{пНК} = (-2.99 * d_{НК} + 1.079 * \alpha_{пс} + 4.484)^2$$

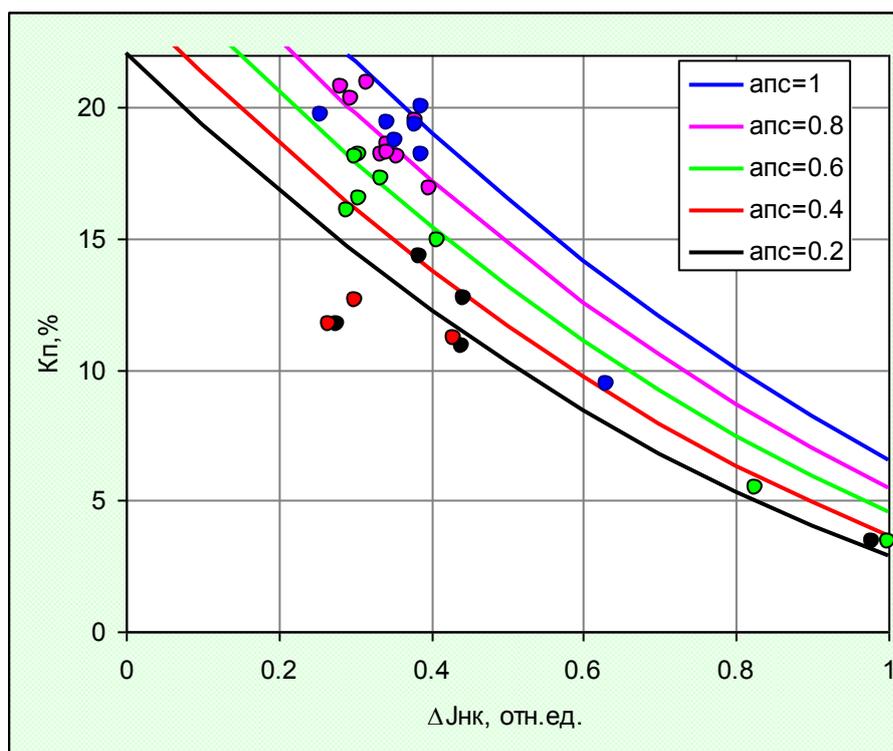


Рис. 2.1.2.2. Определение K_p с использованием N_k и ПС для пластов $СГ_{1-3}$

Пористость по данным акустического каротажа. По данным АК пористость рассчитывалась через уравнение:

$$K_{пАК} = ((\Delta T - \Delta T_{ск}) * (A_{пс} - 0.05)^{0.5} / 0.175)^{0.5} \quad (4)$$

где:

ΔT – интервальное время пробега продольной волны в пласте;

$\Delta T_{ск}$ – интервальное время пробега продольной волны в скелете, принятое за 180 мкс/м

Пористость по данным ГГКП. В пределах лицензионного участка $У$ породы-коллекторы характеризуются общей выдержанностью значений минералогической плотности (σ_m), которая по данным керна составляет 2.69 г/см³. Полученная зависимость (Рис. 2.1.2.3) между пористостью и объемной плотностью породы ($\sigma_{об}$) имеет коэффициент корреляции более 0.9, что с

большой уверенностью позволяет использовать данные ГГКП для определения пористости по алгоритму:

$$K_{\Pi ГГКП} = -56.49 * \sigma_{об} + 151.75 \quad (5)$$

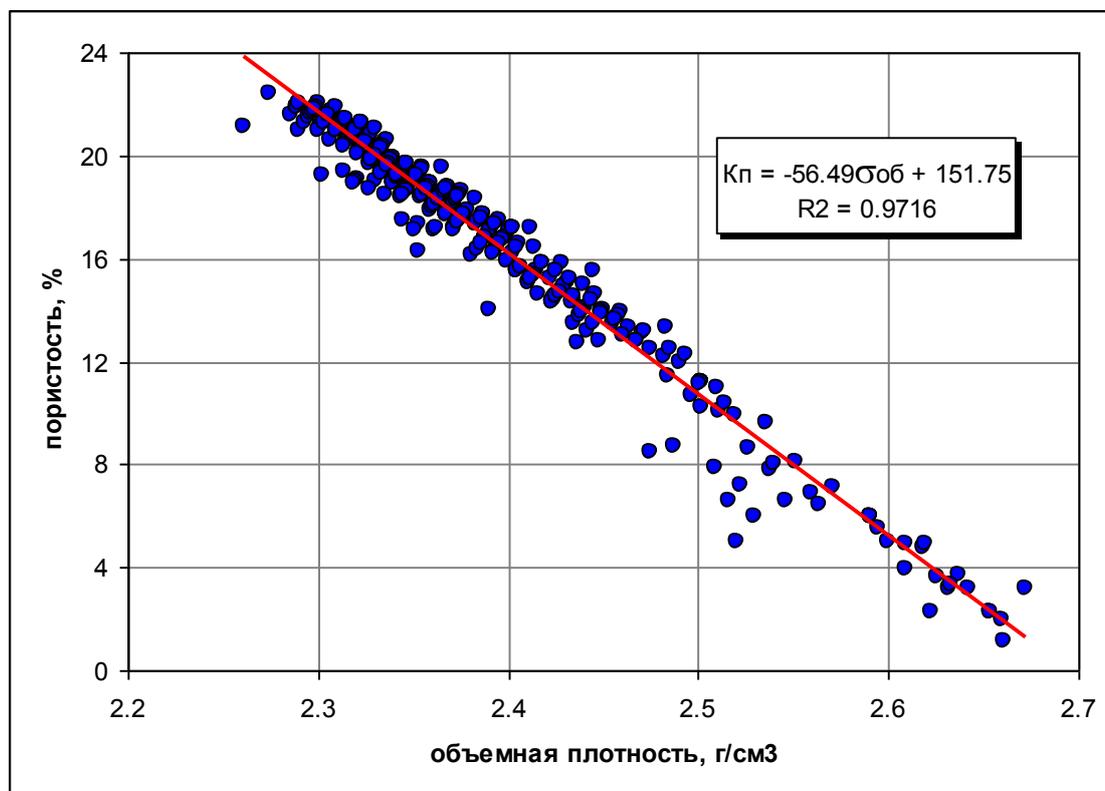


Рис. 2.1.2.3 Корреляционная зависимость между объемной плотностью и пористостью для пластов СГ₁₋₃ лицензионного участка У.

Коэффициент нефтенасыщенности. Определение коэффициента нефтенасыщенности проводилось для пластов СГ₁₋₃ путем построения зависимостей $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$, $P_{Н} = F(K_{В})$ для двух эксплуатационных скважин. (Рис. 2.1.2.4) Зависимости имеют вид:

$$P_{\Pi} = 9727.4 * K_{\Pi}^{-2.0147} \quad (6)$$

$$P_{Н} = 3259.02 * K_{В}^{-1.7849} \quad (7)$$

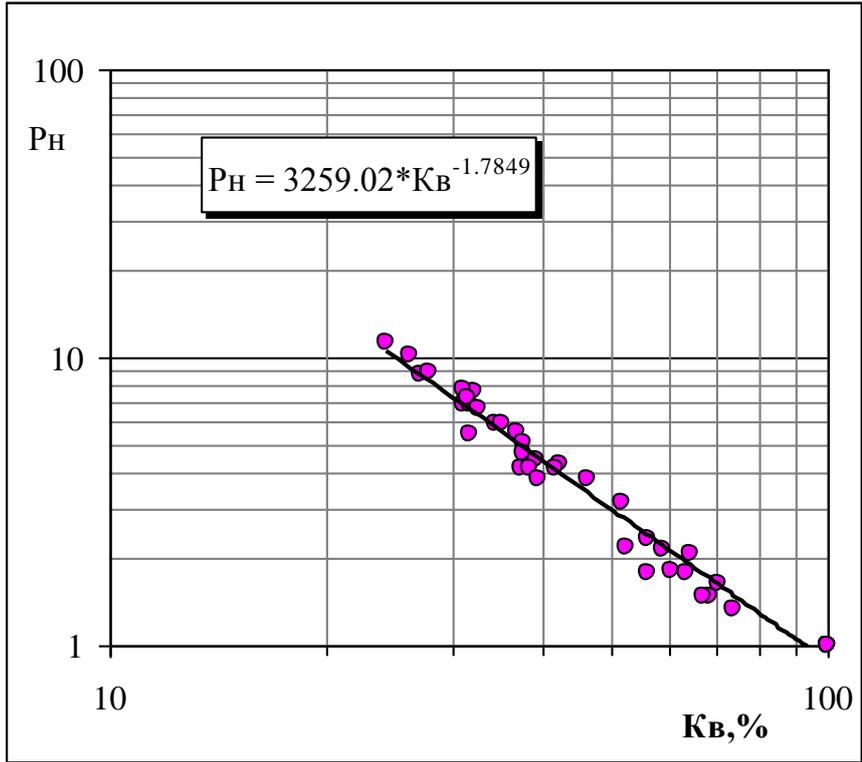
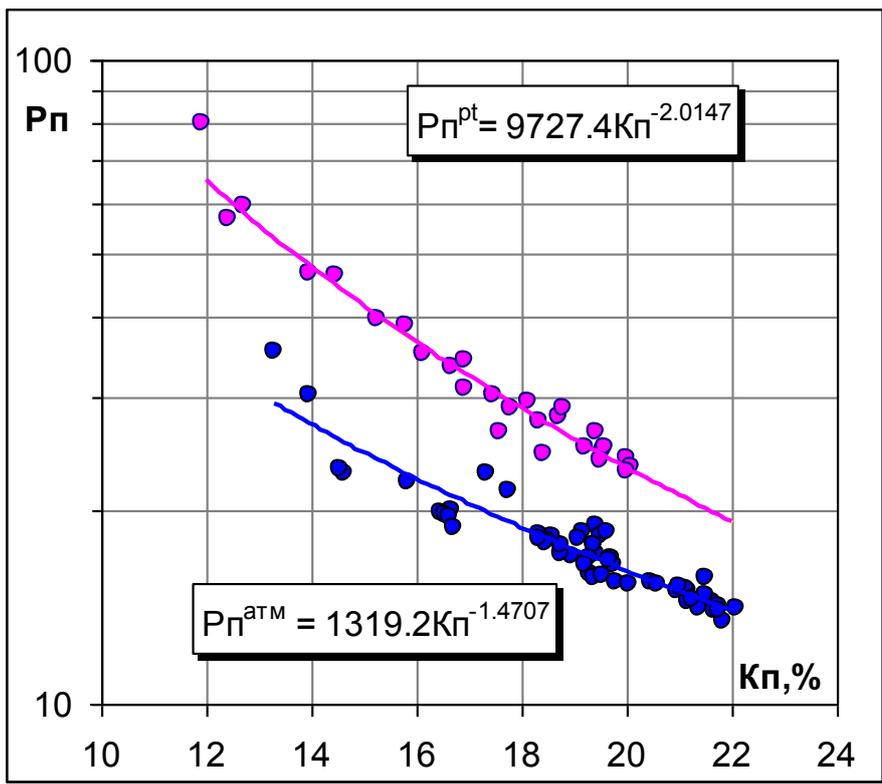


Рис. 2.1.2.4 Зависимости $P_{п}(K_{п})$ $P_{н}(K_{в})$ для пластов СГ₁₋₃ лицензионного участка У.

Необходимые для расчета $K_{н}$ значения $\rho_{в}$ были рассчитаны исходя из минерализации пластовой воды и пластовой температуры. По данным

физико-химических исследований пластовой жидкости [12], минерализация была принята равной 34.5 г/л, и удельное электрическое сопротивление пластовой воды – 0.08 Ом*м.

Определение проницаемости. Для расчета абсолютной проницаемости, которая не является подсчетным параметром, но необходима для выбора оптимальной системы разработки, были применены зависимости, полученные из керновых данных:

$$K_{пр} = 10^{(0,184 * K_{пэф} - 0,93)},$$

(8)

$$K_{пэф} = 1,355 * K_{п} - 13,58$$

Площадь и размер ВНК был также определен исходя из данных ГИС и испытаниям, проведенных в 8 разведочных и 4 эксплуатационных скважинах. ВНК по залежи наклонный, единый и принят на отметках -2663-2668 м. Для обоснования положения ВНК использовались в основном поисково-разведочные скважины, поскольку эксплуатационные скважины имеют большие отходы, порой глинизированы, и насыщены до подошвы. Удлинение может составлять от 123 до 734 метров. Таким образом, единый контакт принят на отметках 2665.5±2.5 метра. Таким образом, в пределах сиговской свиты на территории лицензионного участка У выделен один подсчетный объект, содержащий одну залежь.

2.1.3 Сейсмические исследования

В рамках дипломной работы были приняты и использованы следующие готовые сейсмические данные:

1. SGY-куб 2013 года;
2. Привязанные карты изохрон для пластов SG_1-2 и SG_5-7;
3. Структурные поверхности кровли для пластов SG_1-2 и SG_5-7.

Самостоятельная интерпретация сейсмических данных была затруднена в связи с отсутствием информации для преобразования временной шкалы в шкалу глубин.

Как было упомянуто в главе 1, на территории исследования был проведен ряд региональных и площадных исследований, одной из последних из которых является МОГТ 3D съемка 2009 года, по результатам которой были получены структурные карты по горизонтам M' , $Aч$, $R1$, $Ю_1^{Б-1}$, $Ю_1^A$, $Ю_1$, T , T_2 , T_4 , A , а также был проведен динамический анализ ОВ.

2.2 Анализ исходных данных участка Y.

Непосредственным объектом исследования текущей дипломной работы является лицензионный участок Y, расположенный в 2.5 км на юго-запад от участка X, активно разбуривающегося с 1986 года. Месторождение территории исследования принадлежит к группе месторождений спутников, расположенных между основными разрабатываемыми месторождениями, одно из которых расположено внутри лицензионного участка X. В тектоническом плане, исследуемый участок представляет собой практически изометричную антиклинальную структуру, гидродинамически изолированную от участка Y системой листрических разломов. Стратиграфические единицы, связанные с участком Y имеют аналогичные свойства как с участком X, так и остальными месторождениями Воргенской и Ветровой площадей.

Территория исследования на 2016 год разбурена двумя разведочными скважинами, одна из которых была пробурена в конце восьмидесятых годов в сводовую часть структуры, однако в связи с низким разрешением сейсмических данных на момент бурения, а также несовершенством технологий бурения, и в итоге вскрыла отложения ниже зоны ВНК. Вторая и последняя на текущий момент скважина была пробурена весной 2016 года и попала точно в сводовую часть структуры.

По обеим скважинам был проведен комплекс ГИС, описанный в главе 2.1.2. Помимо каротажных данных среди исходных данных присутствовали интерпретированные значения пористости, проницаемости и

водонасыщенности, полученные из описанных в главе 2.1.2 зависимостям, которые являются едиными для всех месторождений площади.

2.3 Геологическое моделирование

Таким образом, исходя из имеющихся данных по месторождению X, первостепенной задачей являлись интеграция информации по разбуренному месторождению Y, и применение проекции тех же законов и особенностей геологического строения и распределений на слабоизученное месторождение X.

Для выполнения поставленной задачи было использовано программное обеспечение Schlumberger Petrel, позволяющий производить интерпретацию сейсмических данных, производить корреляцию скважинных данных, строить модели резервуара, рассчитывать его объемные параметры, оценивать варианты разработки, а также наглядно визуализировать процесс разработки с учетом возможных геологических и гидродинамических рисков.

Исходными данными для построения геологической модели являлись:

Координаты скважин, инклинометрия;

Результаты интерпретации 3D сейсморазведки;

Набор каротажных диаграмм ГИС;

Интерпретированные результаты данных ГИС – статические параметры пористости, проницаемости, нижние предельные значения этих параметров, а также критические значения нефтенасыщенности, полученные из капиллярных кривых.

Для построения каркаса геологической модели участка X были использованы готовые структурные карты для пластов SG_1-2 и SG_5-7, склеенные из сейсмического SGY куба 2013 года и результатов более старых сейсмических исследований (Рис. 2.3.1). Как было упомянуто ранее, несмотря на наличие карт изохрон, самостоятельное получение структурных поверхностей было затруднено в связи с отсутствием данных для преобразования шкалы времени в шкалу глубин.

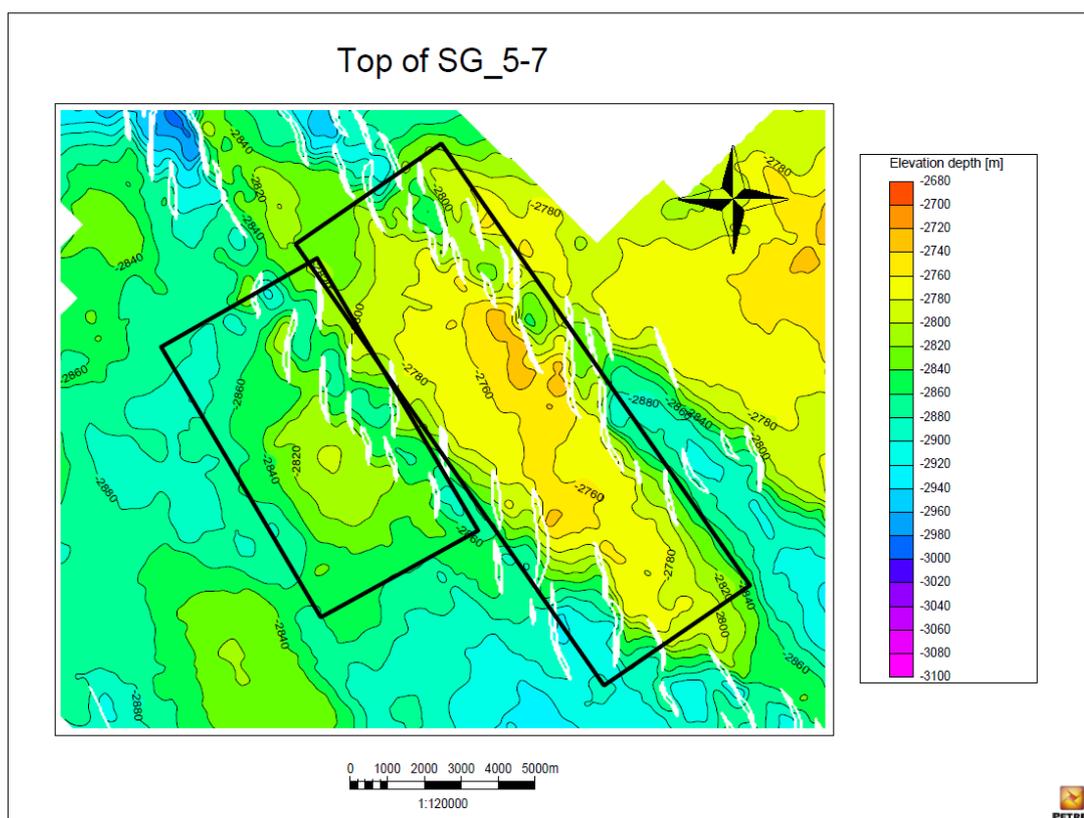
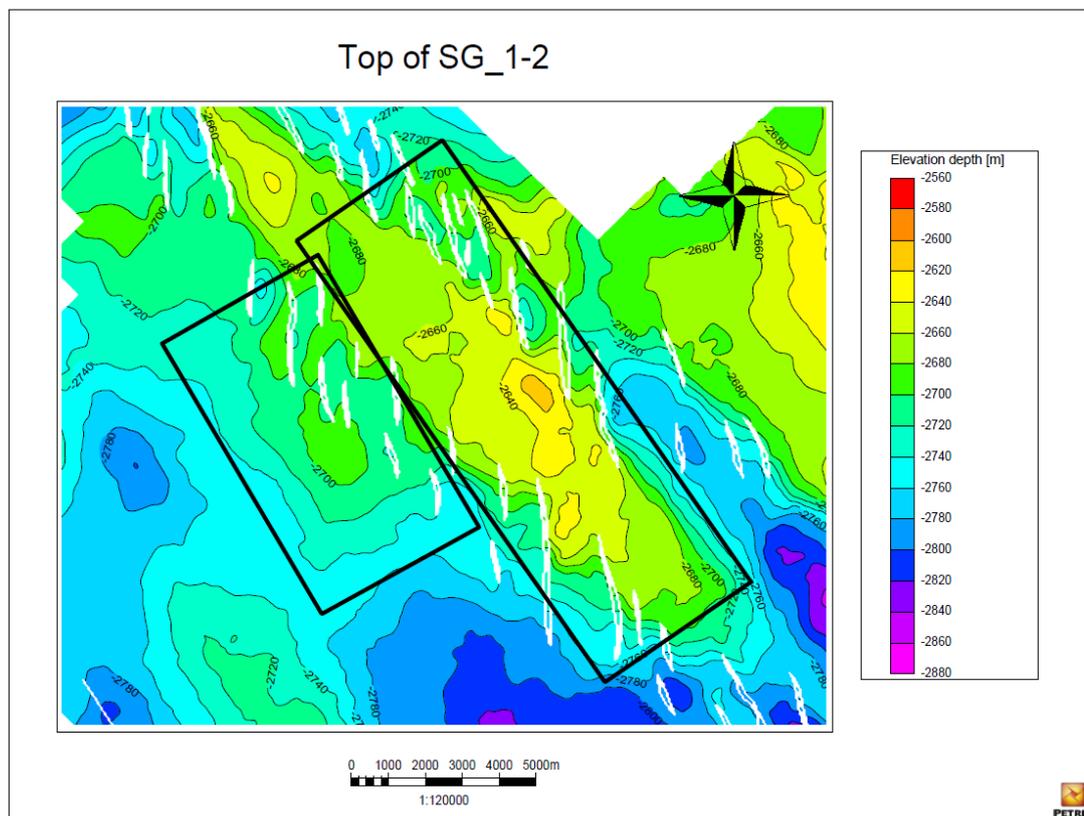


Рис. 2.3.1. Исходные структурные карты для кровли пласта SG_1-2 и SG_5-7 лицензионных участков X, Y, а также примыкающим к ним площадям.

Первым шагом в построении геологической модели являлось построение сетки, заключающей в себе объем пород, залегающих между кровельной и подошвенной частями тектонической структуры. Поскольку в распоряжении имелись только значения глубин для кровли пластов SG_1-2 и SG_5-7, уже привязанные к скважинным данным, нижняя граница модели была получена математически, путем опускания кровли пласта SG_5-7 на глубину равную средней мощности соответствующих пластов по скважинным данным, около 108 метров. Полученная поверхность была впоследствии подсажена на скважинные данные, с невязками около 3-5 метров, что обусловлено разрешающей способностью сейсмики, а также тем фактом, что готовые структурные поверхности были предварительно подсажены на кровли пластов, вскрытые в скважинах.

Поскольку построение геологической модели для участков X и Y проводилось в первую очередь для нахождения вариограмм для последующего стохастического распределения параметров на участке Y, без гидродинамического моделирования на участке X, размер ячеек был выбран 50x50 метров. Забегая вперед, подобный размер ячеек был признан неудовлетворительным для гидродинамического моделирования участка Y, поэтому на территории этого участка была впоследствии проведена процедура апскейлинга до размера 100x100 метров.

Следующим шагом был импорт каротажных данных. Для моделирования был выгружен весь имеющийся комплекс данных ГИС, в частности интерпретированные петрофизические данные, для их последующего распределения, а также данные каротажей SP для отбития горизонтов, так как модель развития бассейна была проанализирована по керновому материалу и данным ГИС, что позволило использовать этот каротаж в качестве опорного для выявления тел каналов и фациального разделения в целом.

Отбитие горизонтов производилось путем корреляции каротажных данных между скважинами, и применением известных особенностей поведения каротажей для верхнеюрских отложений территории исследования Западной Сибири. Результаты корреляции показаны на Рис. 2.3.2.

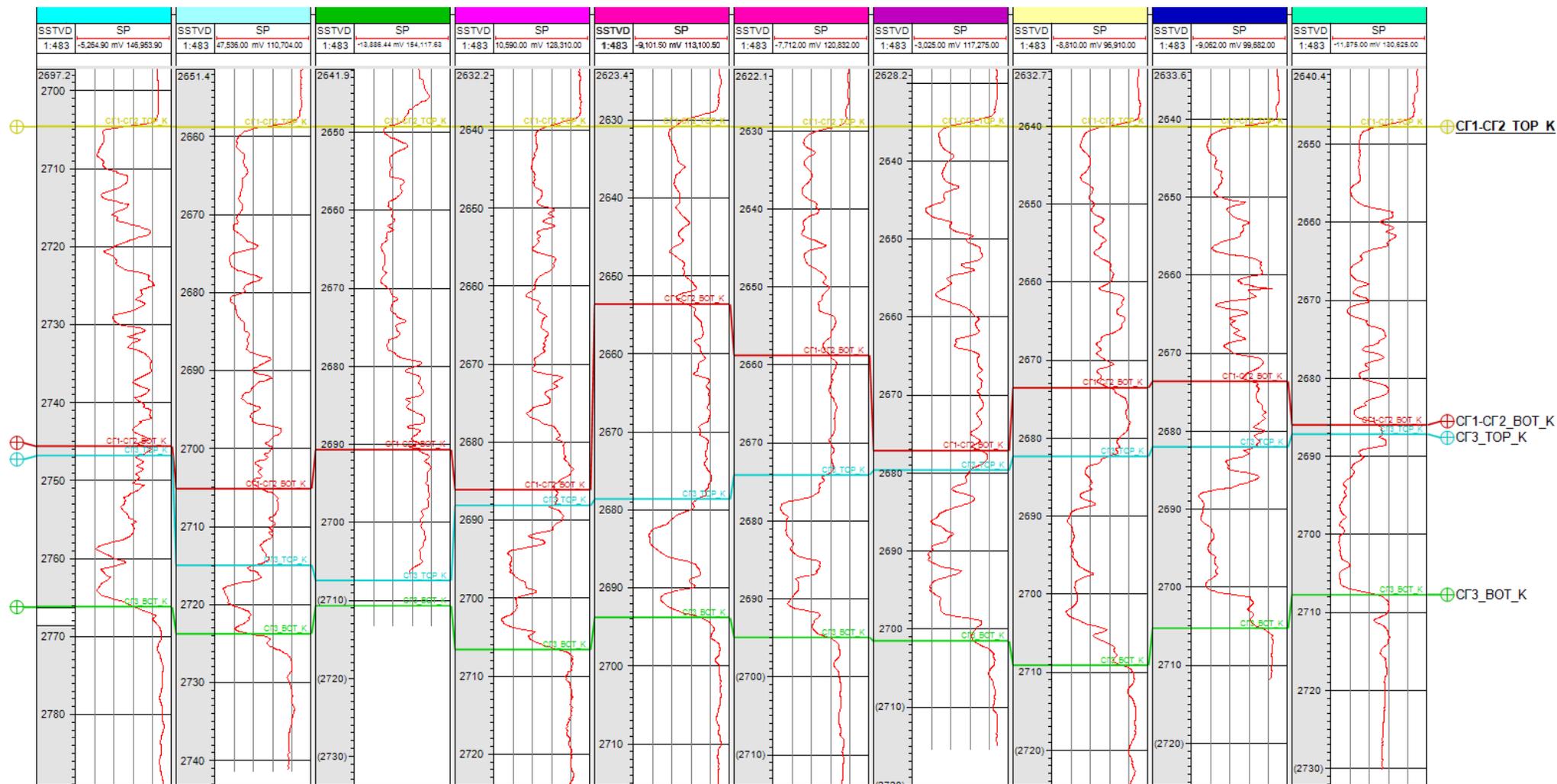


Рис. 2.3.2 Корреляция горизонтов между скважинами, проходящими вдоль структуры.

Отбитие горизонтов позволило перейти к следующему этапу моделирования – выбор вертикального размера ячеек. Имеющиеся в наличии интерпретированные данные ГИС были вероятно извлечены из имеющейся принятой в компании модели, к которой автор текущей дипломной работы не имел доступа, однако исходя из особенностей распределения этих величин в вертикальном разрезе (Рис 2.3.3), было предположено, что эти свойства были усреднены внутри каждой фации коллектора. Как показано на рисунке, в неколлекторе значения петрофизических свойств не рассчитаны. В конце концов это позволило выбрать вертикальный размер ячеек исходя из средней мощности фаций – неколлекторов. Итоговым значением толщин ячеек было выбрано значение около 0.5 метра для последующего моделирования участка Y. (Рис. 2.3.3) Общее количество ячеек для геологической модели 22 млн ячеек. Количество ячеек для моделирования участка Y с размером ячеек 100x100x0.5м равно около 800 тысяч, однако за счет использования команды для гидродинамического моделирования, количество активных ячеек было уменьшено до 350000 ячеек.

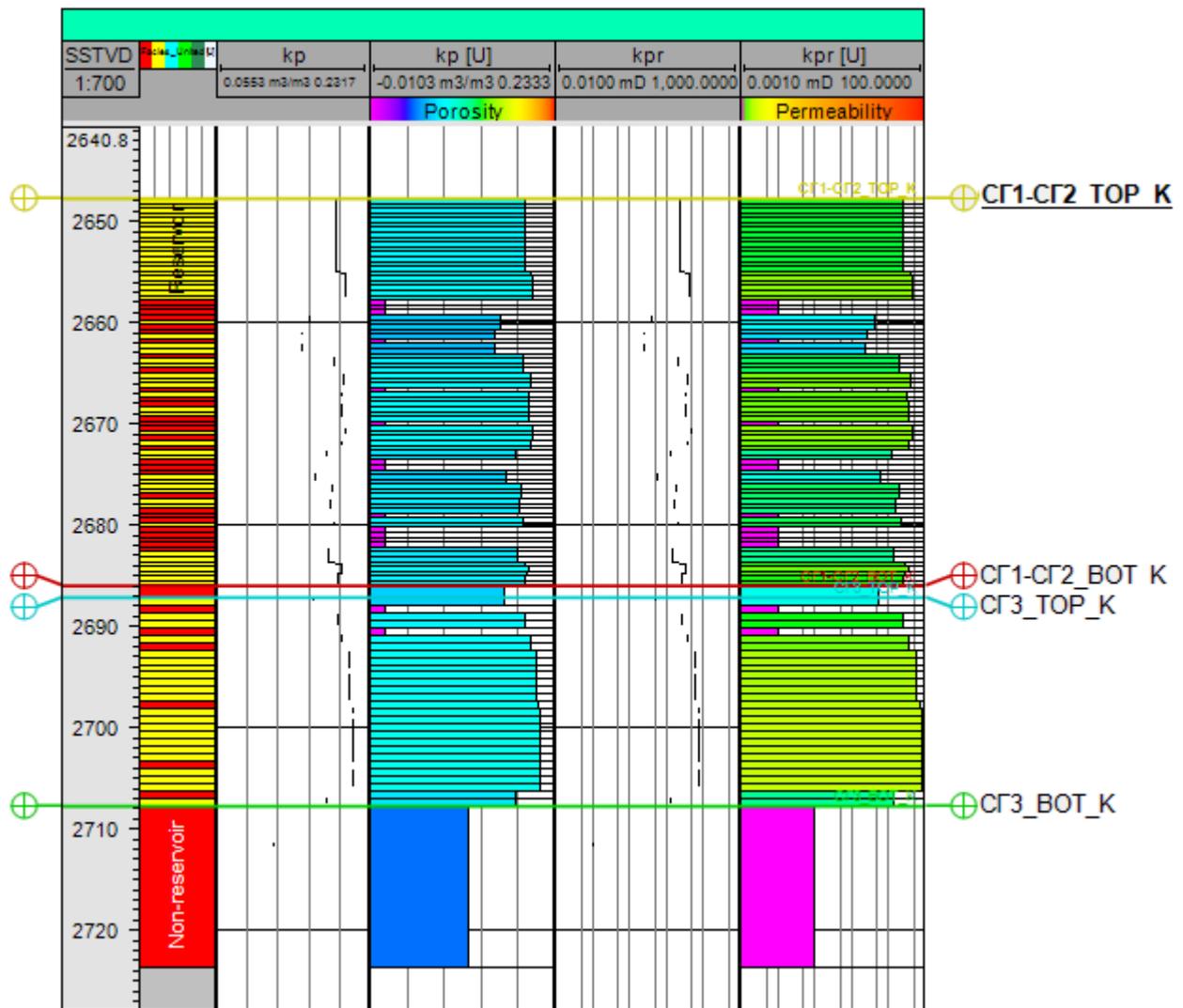


Рис. 2.3.3 Пример распределения петрофизических параметров в скважинном пространстве, оказывающее влияние на вертикальный размер ячеек для моделирования.

В связи с тем, что вертикальное распределение петрофизических свойств в коллекторах является равномерным, без видимых трендов, ожидаемых исходя из принятой модели развития бассейна, для простоты моделирования резервуар был условно разделен на две фации – коллектор и неколлектор. Соотношение фаций показано в табл. 2.3.1.

Табл. 2.3.1. Распределение фаций в разрезе

Горизонт	Средняя толщина, м	Объем фации – коллектора, %
SG1_1-2	38	65.75
Глинистая перемычка	5	100
SG_3	22	68.9
Глинистая перемычка	42	100
SG_5-7U	65	55.71
Глинистая перемычка	6	100
SG_5-7L	37	45.59

Для распределения петрофизических свойств на территории, объединяющей участки X и Y были одновременно использованы два концептуальных метода – нахождение вариограмм для оценки расстояния в метрах на котором фации, пористость, проницаемость в скважинах могут коррелироваться между собой для каждого выделенного горизонта, а также использование атрибутивного анализа с целью выделения особых тел коллекторов, условно выделенных по электрофациям. Как было упомянуто в главе 1, отложения проксимальной части дельты предполагают наличие фаций каналов, прорезающих эти отложения. Несмотря на то, что по данным анализа керн некоторые скважины действительно могли вскрыть отложения каналов, они не обладают существенно отличными петрофизическими свойствами от дельтовых отложений. Тем не менее, в связи с отличной структурой отложений (сортировка, тренд зернистости по вертикали, наличие эрозионной поверхности в основании), эти отложения должны быть смоделированы, поскольку наличие фаций каналов может в той или иной степени повлиять на распределение направлений потока флюида при его добыче, что будет заключаться в самом простом случае в использовании множителя проводимости внутри этих отложений. Подробнее об использовании множителя проводимости указано в главе «Геологические

неопределенности, оказывающие влияние на выбор эффективной схемы разработки».

2.3.1. Вариограммы

Для стохастического распределения фации коллектора, а также петрофизических свойств внутри этой фации были проанализированы данные ГИС по 34 скважинам, вскрывающим продуктивные отложения пластов SG_1-3, и две скважины, вскрывающие отложения пластов SG_5-7. В первую очередь были получены вариограммы для распределения фации-коллектора в межскважинном пространстве, на основании распространения которого были найдены вариограммы для распределения пористости и проницаемости. Результаты приведены на рис 2.3.1.1. Полученные значения диапазона вариограмм не противоречат принятой модели развития бассейна, характеризующейся большим количеством связанных вытянутых тел, образующих протяженные массивы песчаных отложений.

2.3.2 Атрибутный анализ

Целью проведения атрибутного анализа являлись, во первых, нахождение поверхности тренда для распределения петрофизических параметров, в частности пористости, а во-вторых – поиск особых геологических тел, условно выделенных в электрофациях, а именно дельтовых каналов.

Что касается трендовых поверхностей, из исходного SGY куба были извлечены объемные атрибуты, которые могли потенциально коррелироваться с пористостью. Такими атрибутами являются:

Instantaneous Frequency;

Instantaneous Phase;

RMS Amplitude;

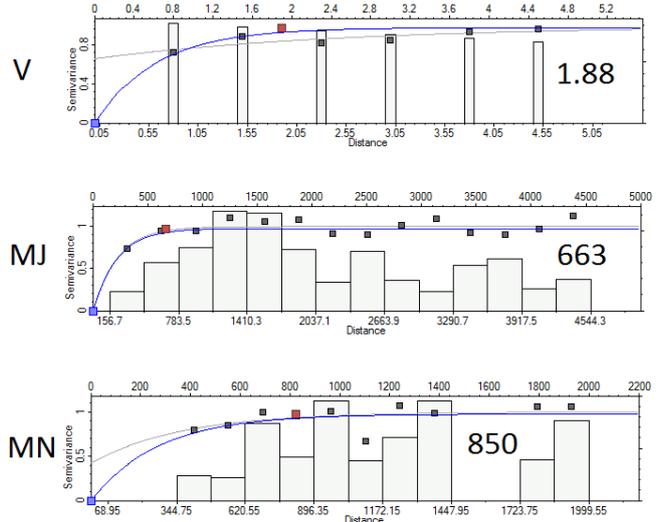
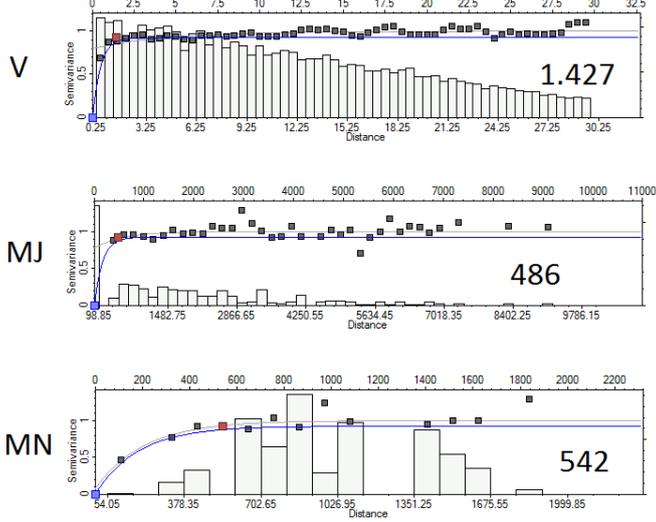
Relative Acoustic Impedance.

На всех приведенных кубах были извлечены все возможные поверхностные атрибуты на принятую в компании карту изохрон кровли пласта SG_1-3 (Рис. 2.3.2.1)

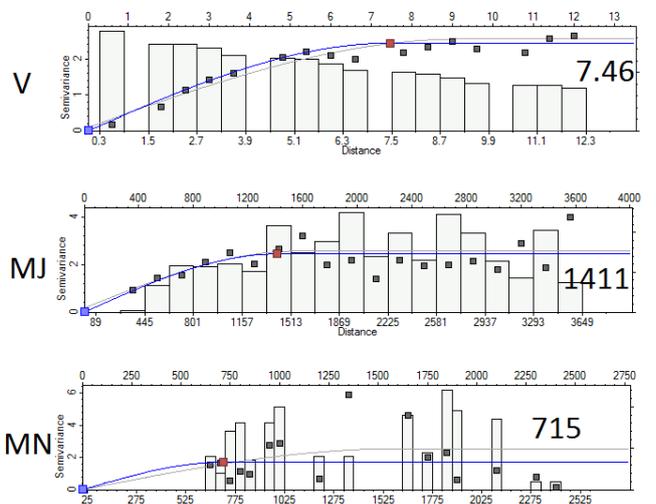
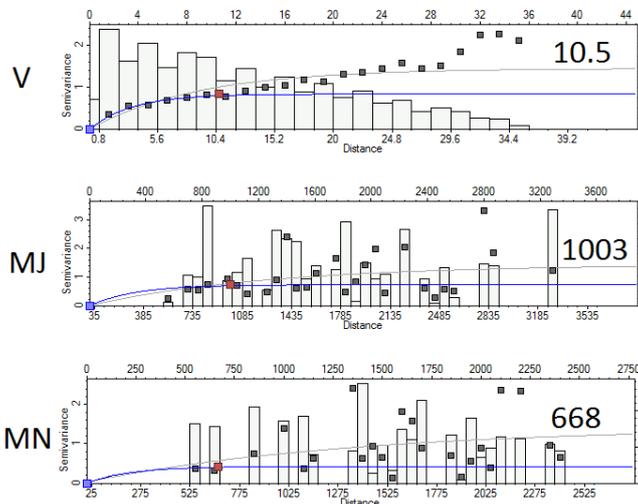
SG_1-2

SG_3

Variograms for facies distribution



Variograms for porosity distribution



Variograms for permeability distribution

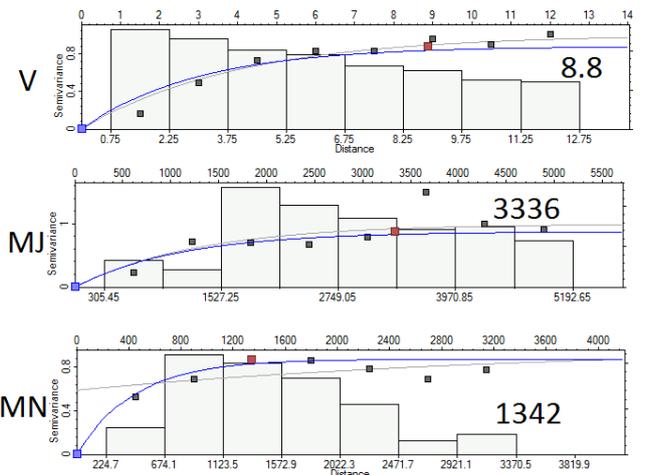
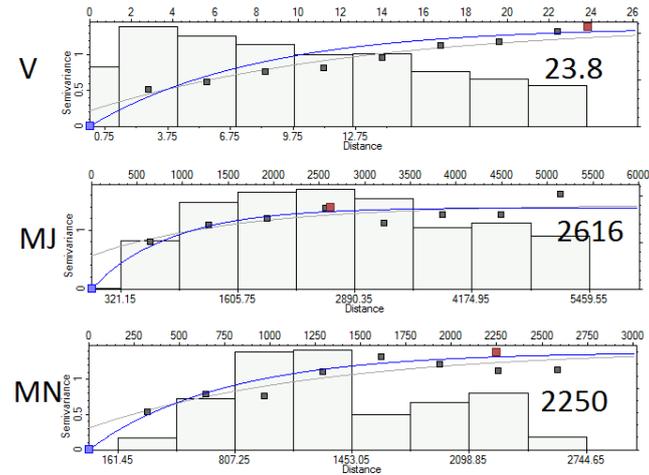


Рис. 2.3.1.1. Результаты нахождения вариограмм для распределения фаций, пористости и проницаемости, с обозначенными значениями диапазона вариограмм

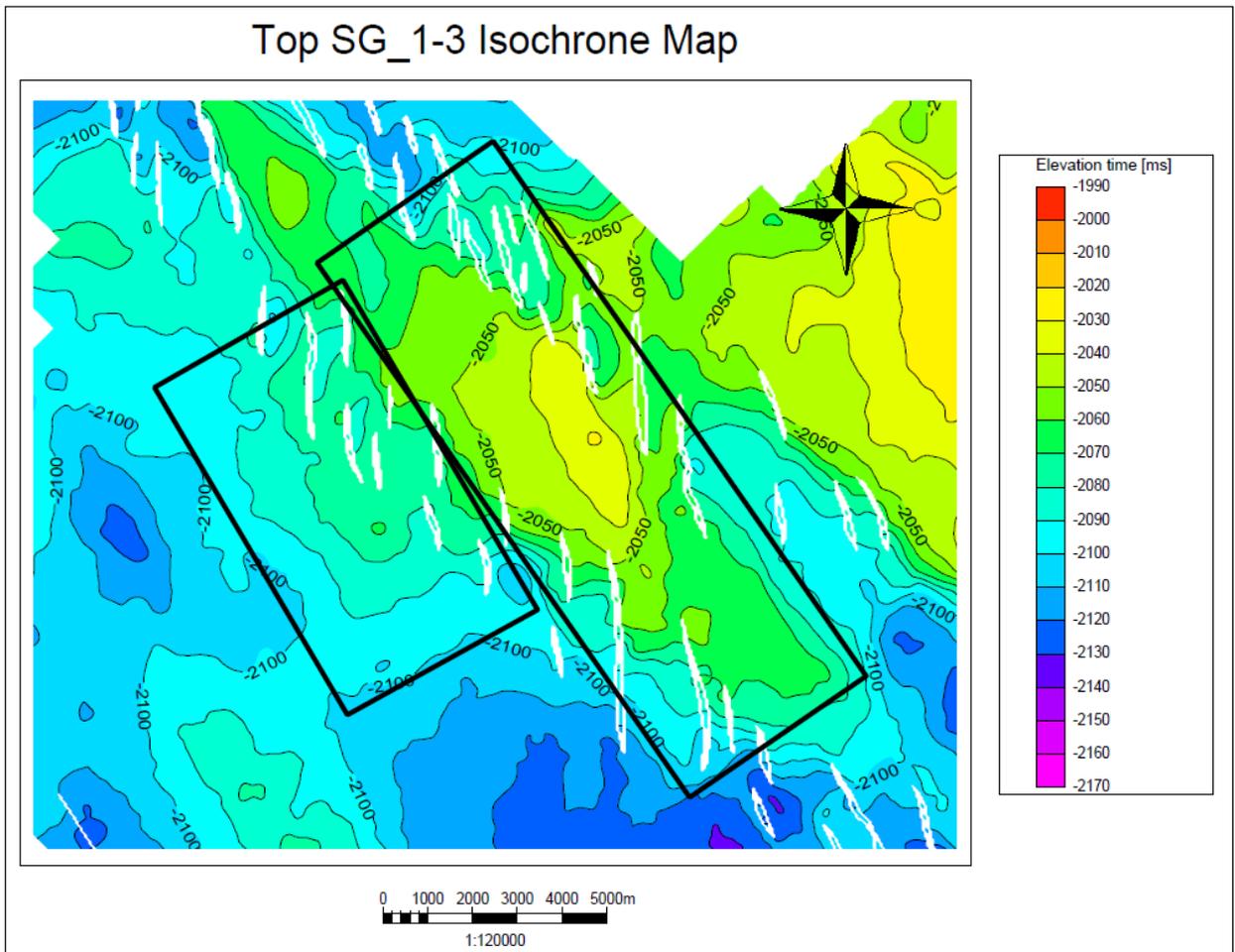


Рис. 2.3.2.1 Карта изохрон кровли пласта SG_1-3

Для поиска трендовой поверхности, окно поиска варьировалось в пределах значений, полученных из сейсмических отчетов [13], отображающее среднее время двойного пробега волны в пласте SG_1-2 равную 17-20 мс. Также, поскольку поверхностный атрибут, извлеченный с определенным окном поиска, характеризует средние значения соответствующего атрибута в интервале глубин, соответствующих толщине пласта, значения пористости было также усреднено на этом интервале. Наибольший коэффициент корреляции был достигнут с использованием поверхностного атрибута Harmonic Mean, извлеченного из куба Relative Acoustic Impedance. В результате получившееся значение $R^2=0.5698$, при котором значение $R=0.75485$, позволяет использовать данную поверхность как поверхность тренда для распределения пористости в коллекторе.

Полученная корреляция между значениями Harmonic Mean и усредненной пористостью на соответствующем интервале показана на рис. 2.3.2.2

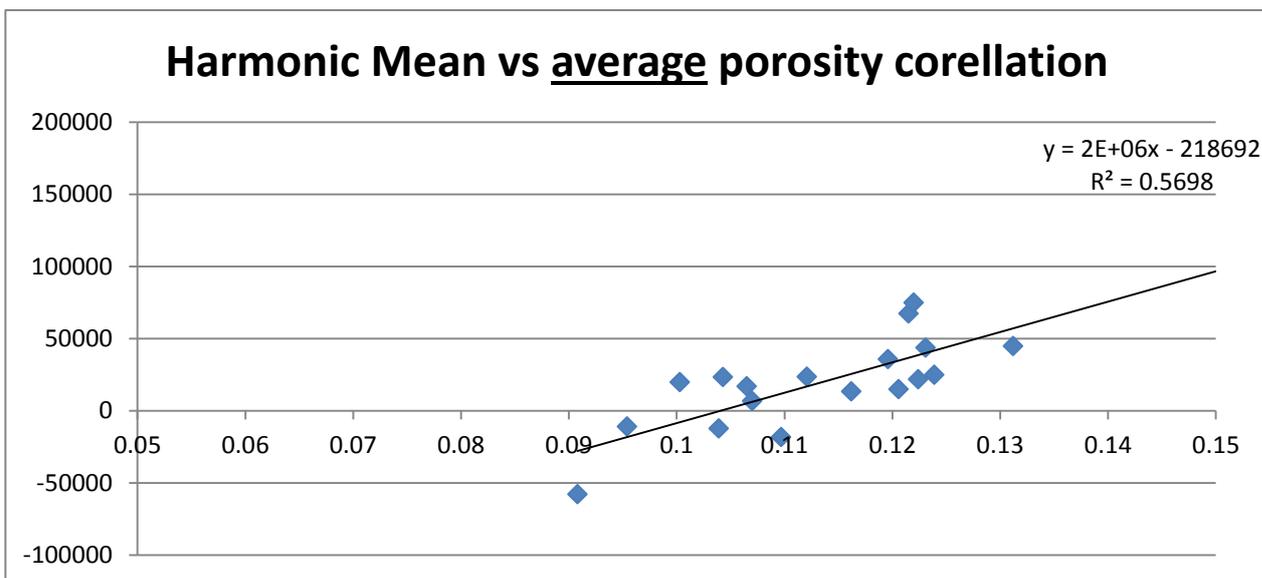


Рис. 2.3.2.2. Корреляция между пористостью и значениями поверхностного атрибута Harmonic Mean, извлеченного из куба Relative Acoustic Impedance

Как было сказано ранее, помимо поиска трендовой поверхности, атрибутный анализ проводился с целью выявления возможных дельтовых каналов. С точки зрения модели развития бассейна, отложения дельт, в которых преобладают силы привноса осадков со стороны материка через речные каналы, в отличие от деструктивных дельт, представляют собой массивные песчаные тела, сложенные по большей части принесенным рекой материалом, который накапливаясь и приводя к проградации дельты рассекается новыми каналами, которые впоследствии меандрируют, ветвятся, и по мере развития бассейна могут частично эродировать более древние отложения каналов, пересекаясь с ними, и соединяясь.

Таким образом, исходя из площади дельты участка X около 50 км² и участка Y около 18 км² вероятнее всего дельтовые отложения в большей степени рассечены фациями каналов, пересекающимися и соединяющимися друг с другом. Каротажные данные, в частности каротаж SP, имеющий блоковую структуру в около 25% доступных скважин, подтверждают

возможное наличие фаций каналов на всем продуктивном интервале. Соответственно, поиск дельтовых каналов производился с использованием визуального анализа упомянутых ранее объемных атрибутов, которым был добавлен куб Iso-Frequency. Задачей здесь являлось выявление протяженных элементов на поверхностном атрибуте, извлеченного с окном поиска 2-5 мс, которые подтверждались бы скважинными данными, в которых по типичным поведением кривых ГИС, было предположено наличие фаций каналов. Визуальный анализ слайсов исходного куба не позволял каким-либо образом оконтурить каналы, поэтому использование сейсмических атрибутов для этой задачи было оправдано. По результатам атрибутивного анализа, наибольшую схожесть с речными каналами в кровле пласта SG_1-2 показал объемный атрибут RMS amplitude, с которого был извлечен поверхностный атрибут Average Magnitude. После достижения максимальной контрастности изображения для визуализации карты атрибута в интерпретированную геологическую карту на которой цветом показано наличие/отсутствие канала, на карту были нанесены скважины, в которых фации каналов были вскрыты в кровельной части структуры. Восемь из одиннадцати скважин попали на интерпретированную карту атрибутов в зоны, предположенные как зоны каналов. (Рис. 2.3.2.3)

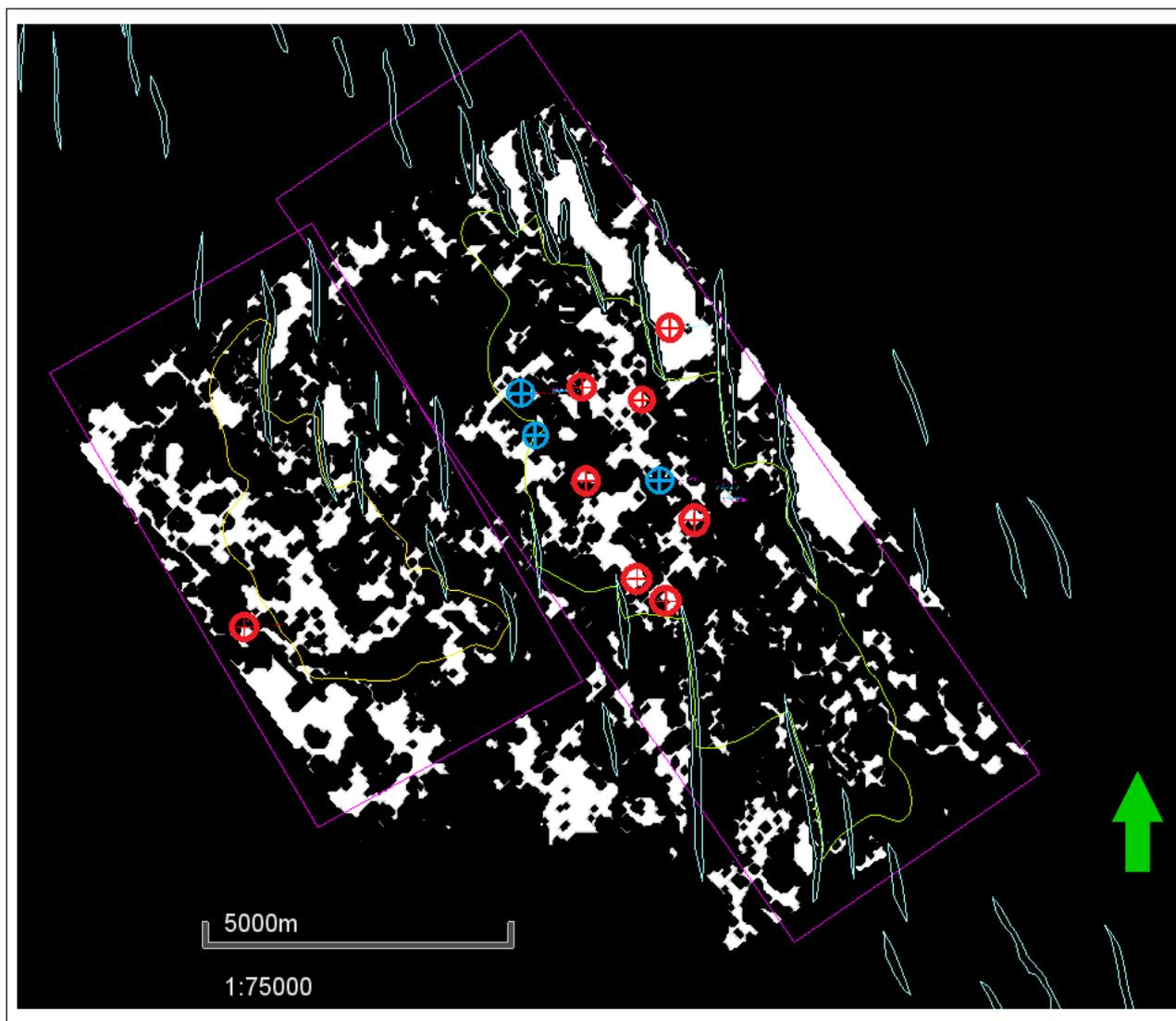


Рис. 2.3.2.3. Интерпретация карты атрибута Average Magnitude, извлеченного из объемного атрибута RMS Amplitude с целью поиска отложений каналов.

Полученная интерпретированная карта была использована для геологического моделирования канальных отложений. С карты были извлечены средние параметры речных русел, полученные путем визуального анализа дискретного свойства наличия/отсутствия канала. Для базовой модели были взяты средние параметры, включающие процентное соотношение фаций каналов и других отложений, амплитуды, ориентации, степень кривизны, ширина русел. Эти параметры приведены в табл. 2.3.2.1. Распределение от минимального к максимальному значениям было принято треугольное.

Табл. 2.3.2.1 Средние принятые параметры фаций каналов

Доля фаций каналов	35%		
Параметр	Минимальное значение	Среднее значение	Максимальное значение
Ориентация, градусы	260	290	330
Амплитуда, м	300	400	600
Длина волны, м	1000	1500	2000
Ширина, м	250	400	600
Толщина м,	18	25	40

Помимо этого, полученная карта была использована как поверхность тренда для распределения русловых отложений в межскважинном пространстве. Полученное распределение фаций впоследствии было подвержено анализу неопределенностей, в котором в пределах погрешности визуального анализа менялись указанные выше параметры русел. Подробнее об анализе неопределённости рассказано в главе «Геологические неопределенности, оказывающие влияние на выбор эффективной схемы разработки». Дискретные свойства фаций, полученные с использованием вариограмм, распределенные в межскважинном пространстве и отражающие наличие/отсутствие коллектора были впоследствии склеены с гридом фаций русловых отложений предположенные по результатам атрибутивного анализа.

С геологической точки зрения, фации каналов отличаются по структуре от основных коллекторов – дельтовых отложений. Поэтому, как было упомянуто ранее, к этим отложениям был применён множитель проводимости, варьировавшийся при анализе неопределенностей в пределах от 1 до 1.2. Конечный концептуальный базовый вариант распределения фаций по кровле пласта SG_1-2 территории исследования – участка Y показан на рис. 2.3.2.4

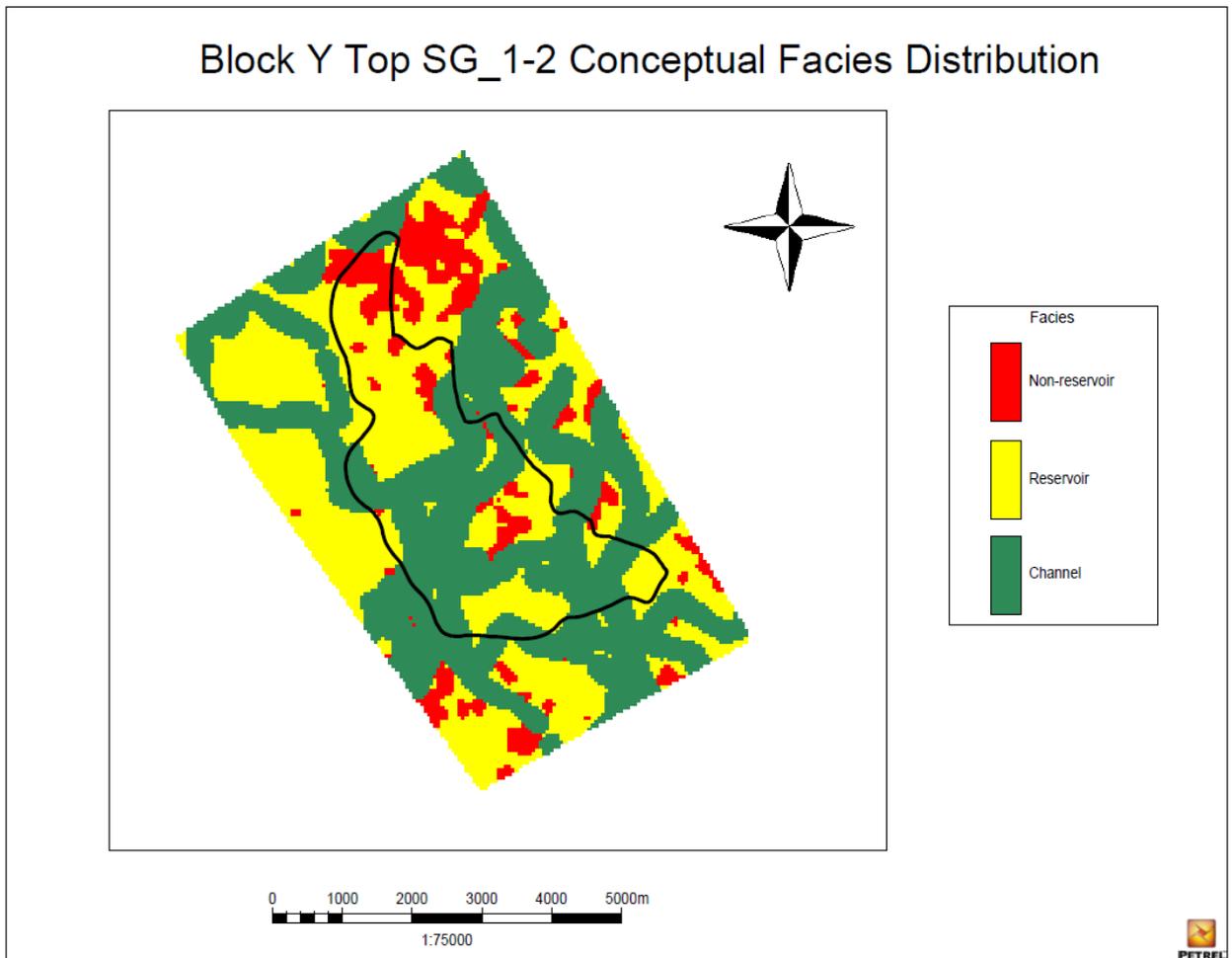


Рис. 2.3.2.4 Итоговый вариант концептуального распределения фаций по кровле пласта SG_1-2.

Результаты распределения пористости и проницаемости в межскважинном пространстве

Для распределения пористости в коллекторе были использованы приведенные ранее вариограммы в совокупности с трендовой поверхностью Harmonic Mean извлеченной из объемного куба Relative acoustic Impedance. Результаты распределения пористости и проницаемости, полученной в скважинных данных по керновой зависимости и распределенной в межскважинном пространстве с использованием метода Co-kriging, опираясь на ранее распределенную пористость и рассчитанные вариограммы для проницаемости, приведены на рис. 2.3.2.5 и рис. 2.3.2.6

Average porosity SG_1-3

Average porosity SG_5-7

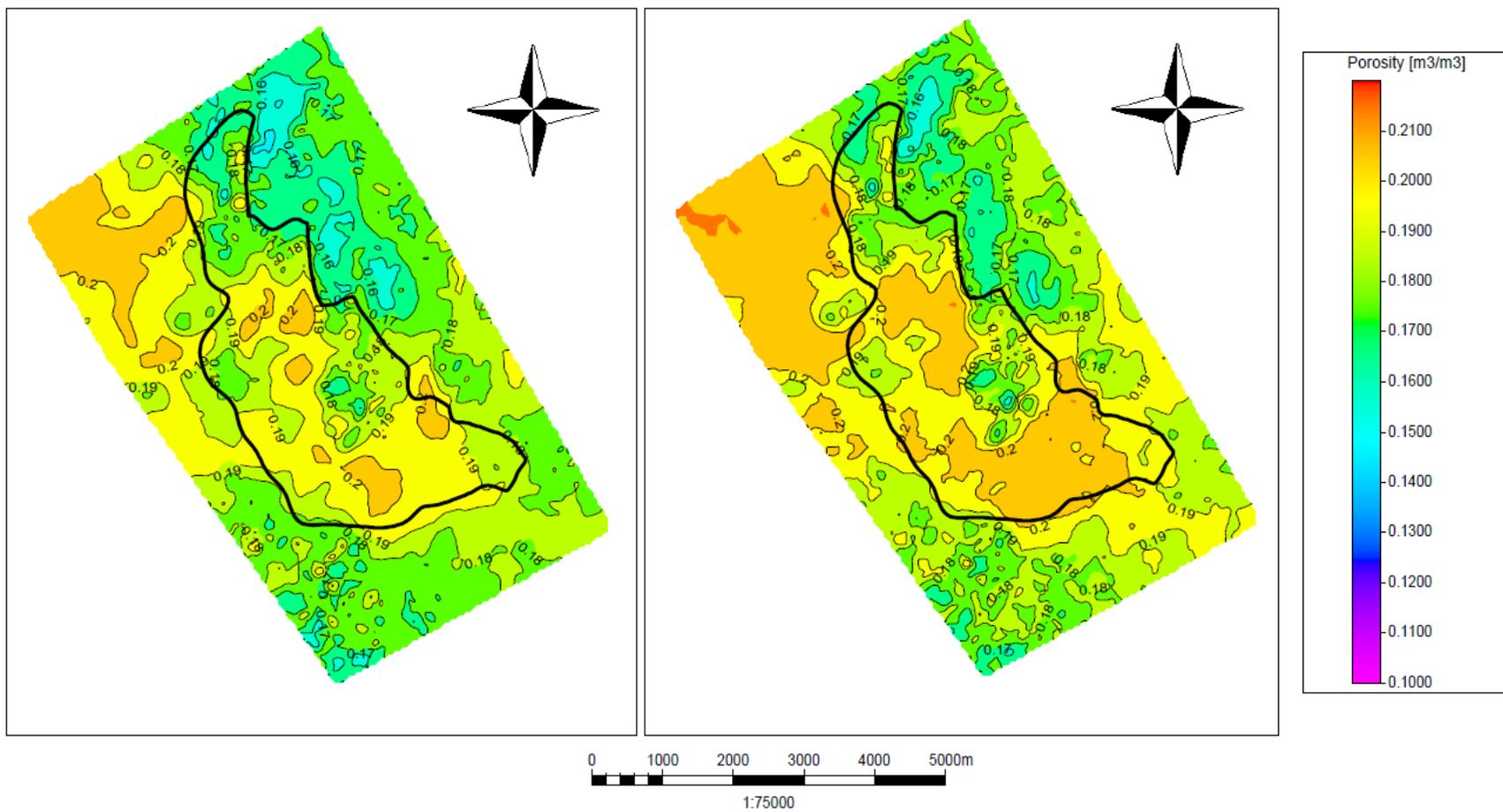


Рис. 2.3.2.5 Карты распределения пористости в коллекторе пластов SG_1-3 и SG_5-7

Average permeability SG_1-3

Average permeability SG_5-7

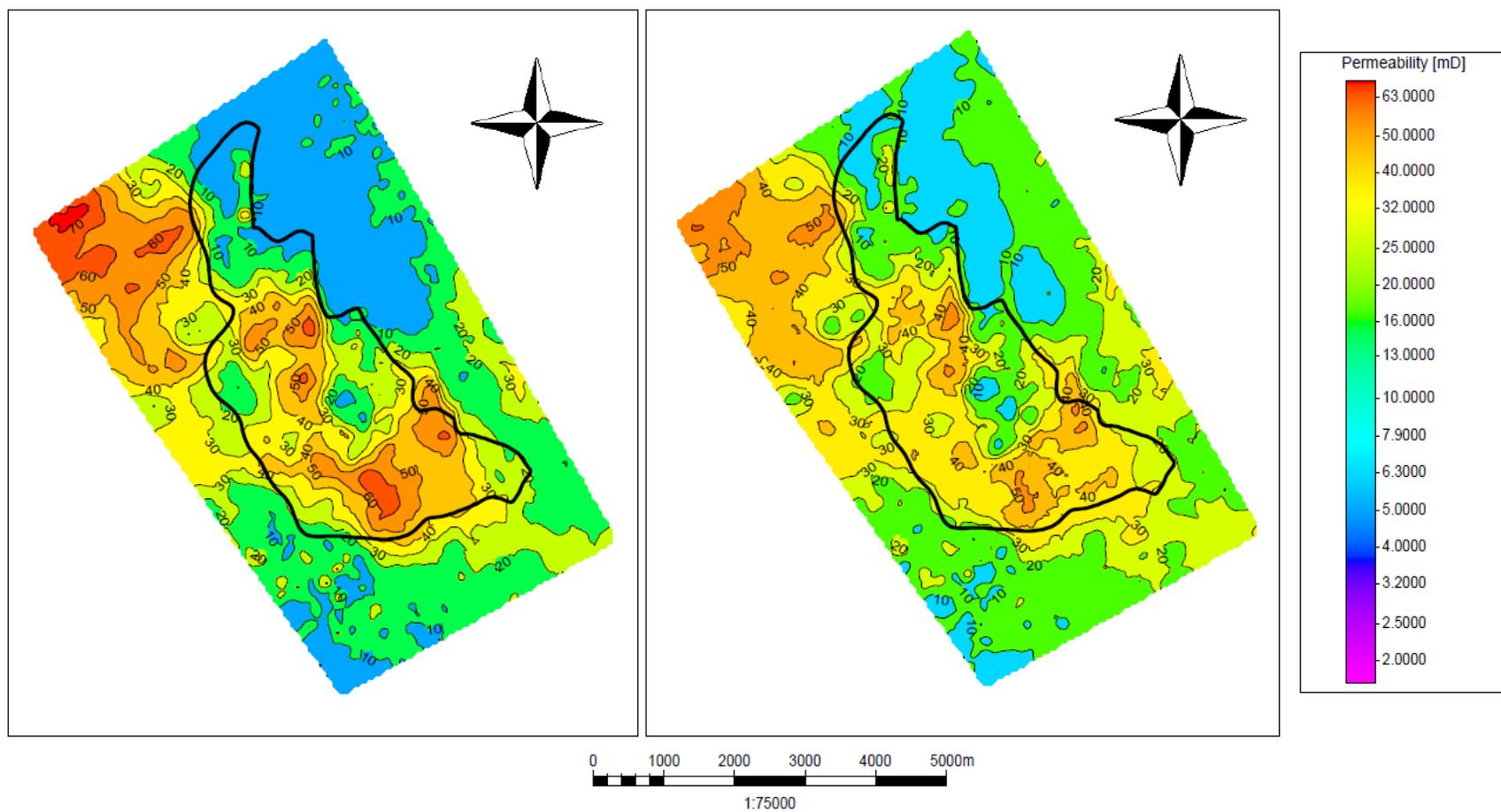


Рис. 2.3.2.6. Карты распределения проницаемости в коллекторе пластов SG_1-3 и SG_5-7

2.3.3 Расчет значений водонасыщенности в продуктивных интервалах

Для оценки значений коэффициента водонасыщенности в каждом блоке межскважинного пространства, и в частности для моделирования переходной зоны между водо- и нефтенасыщенными частями резервуара было необходимо получить зависимость между распределенными петрофизическими свойствами и имеющимися данными капилляриметрии.

Исходными данными для построения J-функции Леверетта послужили, во-первых имеющиеся значения водонасыщенности определенные по керновым данным для трех скважин месторождения на участке X, а во-вторых результаты капилляриметрии по 15 образцам взятых из одной из этих скважин.

По каждому из имеющихся образцов были известны: зависимость P_c от S_w , а также значения пористости и проницаемости. Для каждого образца был рассчитан коэффициент

$$a = \frac{\sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\sigma \cdot \cos\theta},$$

который при умножении на значение давления, приложенное к образцу для достижения определенного уровня водонасыщенности, даёт зависимость между значениями J и S_w . Для расчетов были приняты характерные для Западной Сибири значения $\sigma = 30$ и $\cos\theta = 0.9$. Поскольку зависимость для группы образцов формирует некоторое облако значений, а также в связи с тем, что в связи с тем, что исследования проводились более десятилетия назад, с возможными погрешностями, было принято решение аппроксимировать получившееся распределение значений в линию тренда, характеризующую весь массив данных. (Рис. 2.3.3.1)

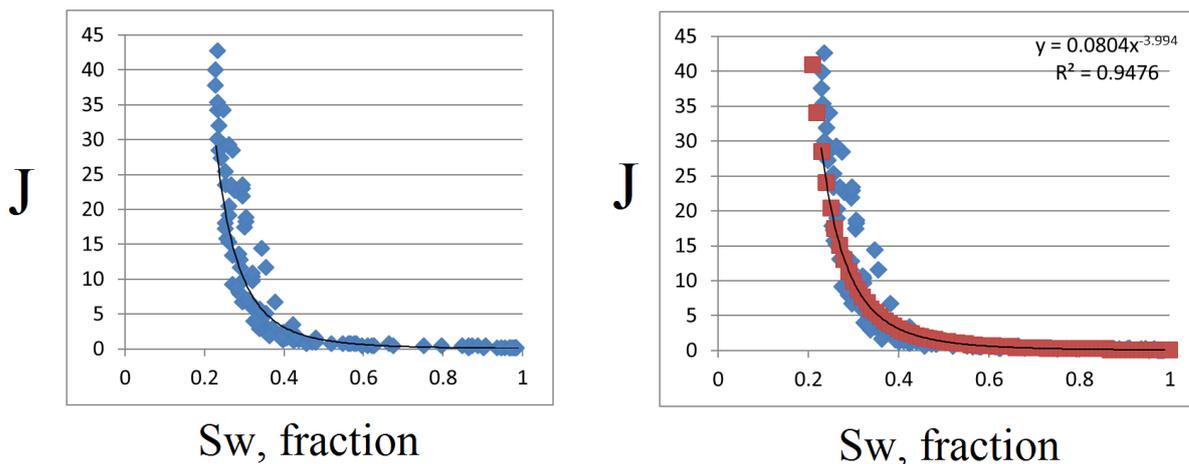


Рис. 2.3.3.1. Визуализация J функции Леверетта.

Из аппроксимированной зависимости были извлечены коэффициент «n»= 3.994, который был использован для последующих расчетов водонасыщенности в каждой ячейке в зависимости от соотношения петрофизических свойств в ней.

Через уравнение гидростатики была получена усредненная зависимость капиллярного давления от глубины, в которой размер зоны между зеркалом свободной воды и ВНК, отбитым на отметке 2665-2668м равна 8.5 метра. В связи с неимением иных данных для расчета водонасыщенности для гидродинамически изолированного от участка X лицензионного блока Y, толщина между ВНК и FWL была так же принята равной 4.5 метра. В случае моделирования распределения водонасыщенности для участка Y, отметка FWL была взята на 8.5 метра ниже отбитого ВНК, на уровне -2724 метра. Для расчета водонасыщенности пласта SG_5-7 была применена та же зависимость, принимая во внимание уровень зеркала свободной воды, принятый на отметке -2820м.

Последним шагом для распределения водонасыщенности являлось применение зависимости, увязывающей значения P_c , a , Sw и n через формулу

$$S_w = (P_c * a)^{-\frac{1}{n}},$$

где

$$P_c = \rho g h$$

Для анализа качества получившейся зависимости были использованы значения водонасыщенности рассчитанные в трех скважинах, которые прилагались в качестве исходного материала для выполнения курсовой работы. Результаты анализа приведены на рис. 2.3.3.2, на котором показаны исходные, а также рассчитанные водонасыщенности для трёх скважин, на которых на оси ординат отложено расстояния от уровня зеркала свободной воды до кровли пласта SG_1-2. Полученная зависимость, была в дальнейшем использована для распределения водонасыщенности в межскважинном пространстве.

Плотность распределения запасов

Выполнение таких процедур как создание 3D сетки, выделение и распространение фаций, распределение, пористости, водонасыщенности внутри продуктивного интервала позволяет, в конце концов, оценить объемные характеристики коллектора, заключающиеся в его способности содержать в себе промышленные запасы углеводородов, которые в той или иной степени могут быть извлечены на поверхность.

Для оценки характера распределения углеводородов были построены карты плотности запасов для пластов SG_1-3 и SG_5-7 лицензионного блока У с целью планирования дальнейших систем разработки. Построенные по средним значениям параметров в скважинах карты приведены на рис. 2.3.3.3.



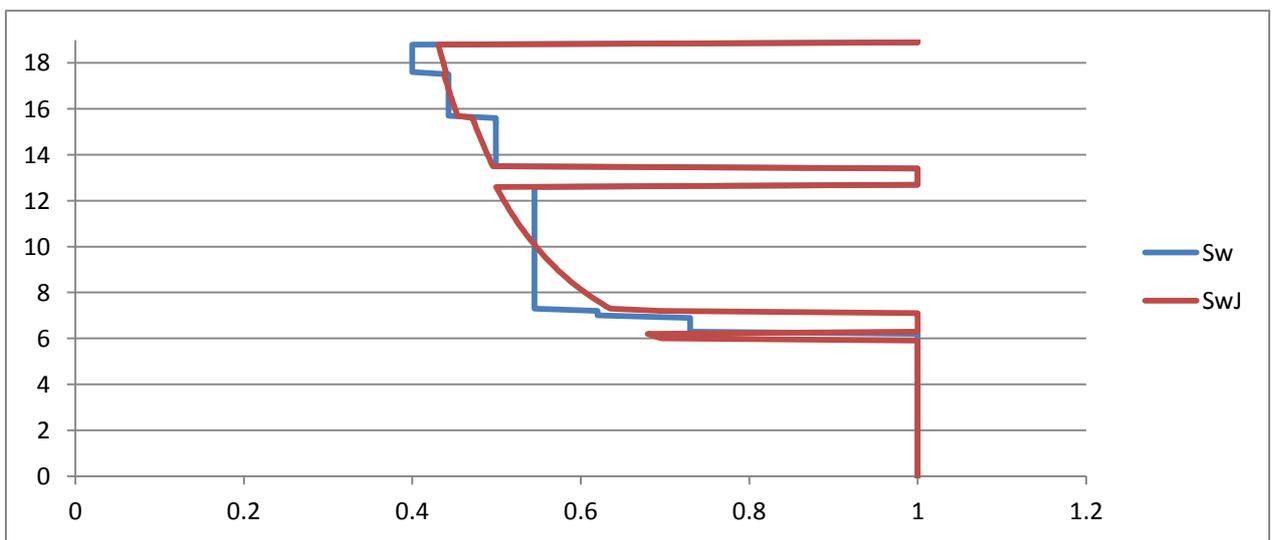
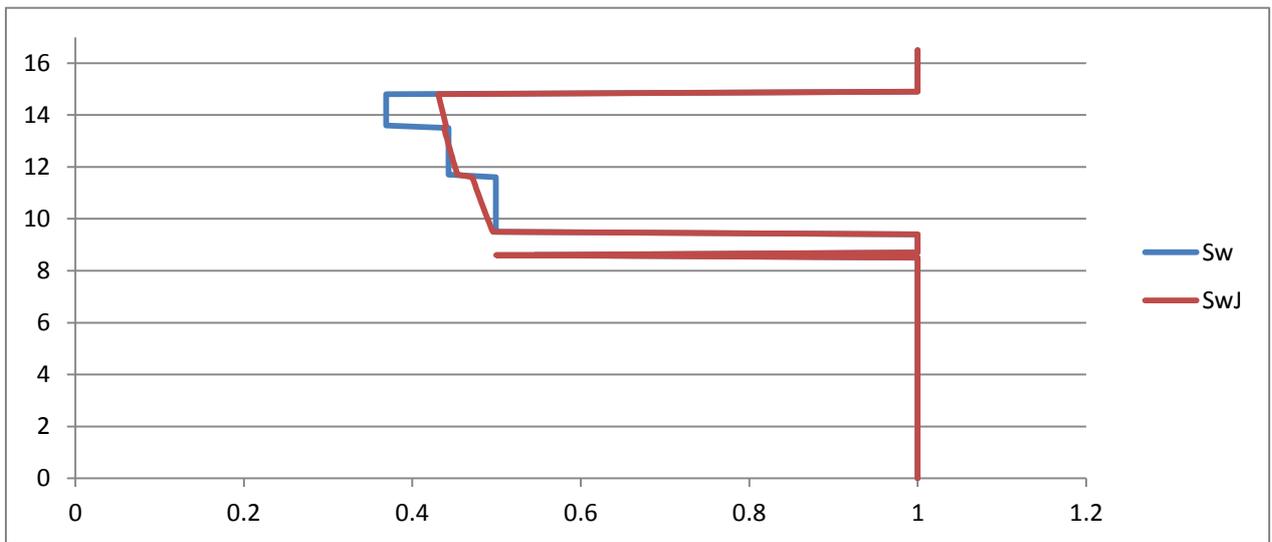
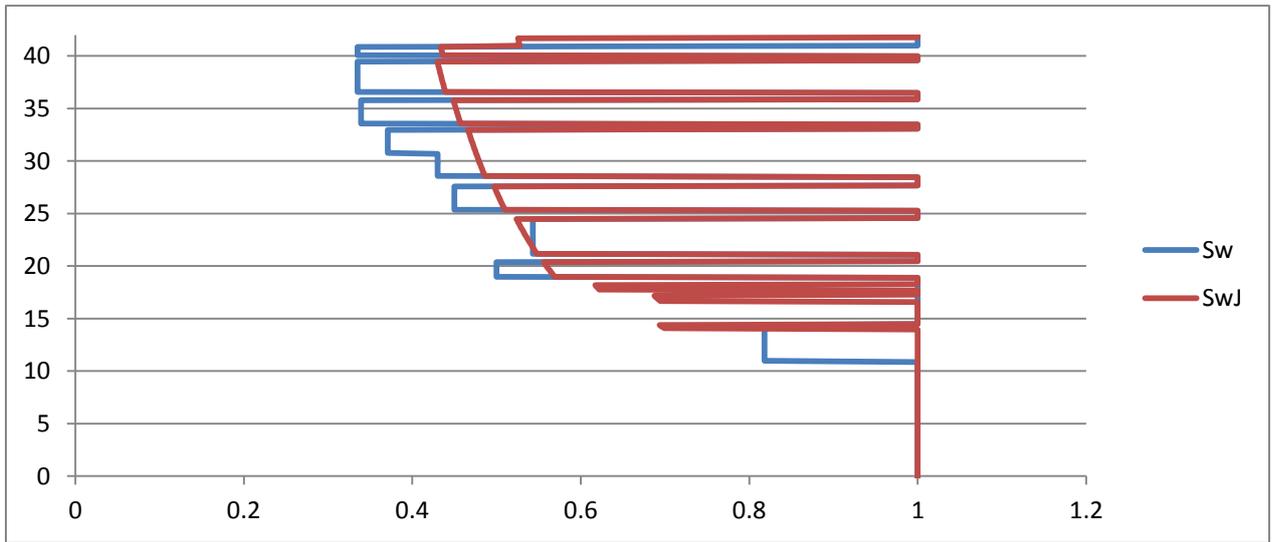


Рис. 2.3.3.2 Результаты качественного анализа исходной и рассчитанной водонасыщенности

STOIP Map SG_1-3

STOIP Map SG_5-7

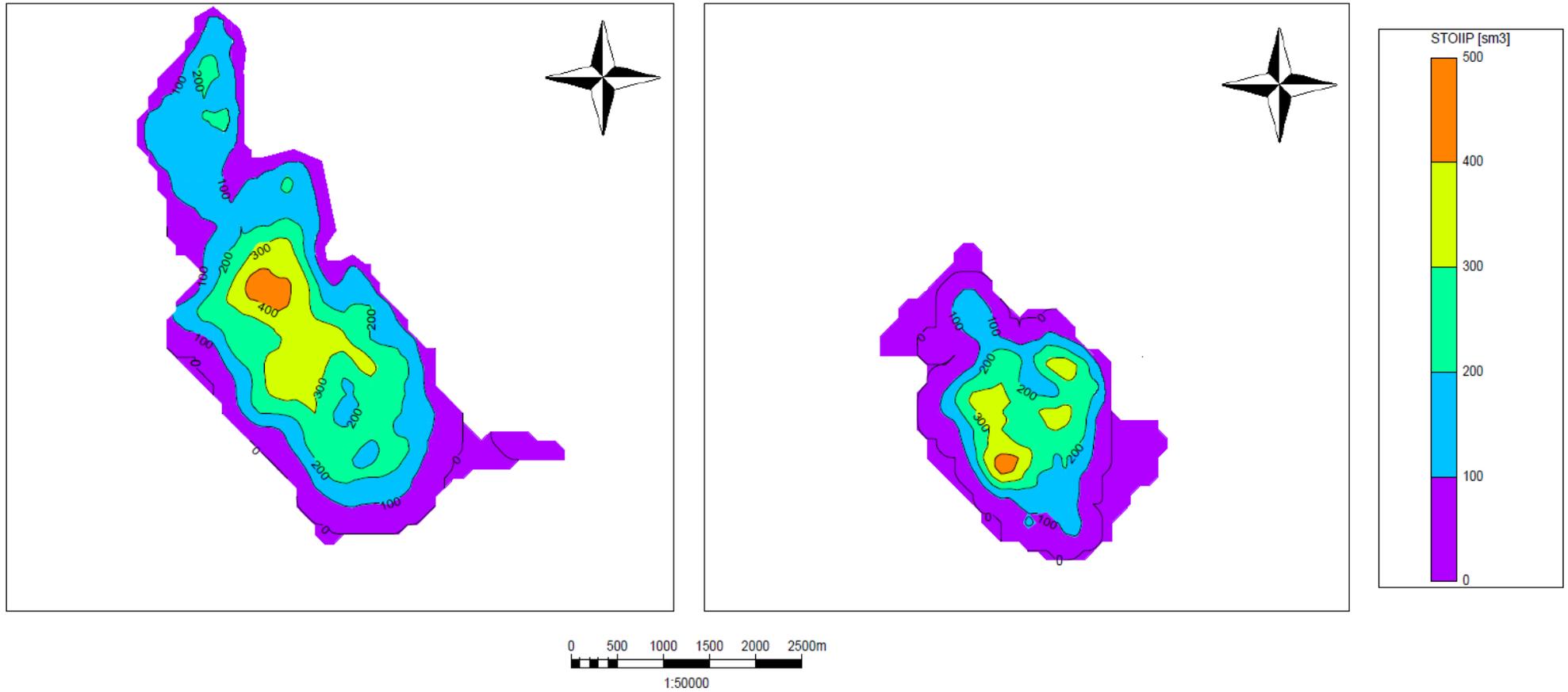


Рис. 2.3.3.3. Карты плотности запасов для пластов SG_1-3 и SG_5-7 лицензионного блока Y

2.4 Геологические неопределенности, оказывающие влияние на выбор эффективной схемы разработки.

В современной нефтегазодобывающей промышленности, в связи с неуклонно сокращающимися балансовыми запасами, необходимо оценивать возможные риски, с которыми существует вероятность столкнуться при разбурировании слабоизученных участков, несмотря на кажущуюся простоту территории исследования. Для качественного и количественного анализа распределения углеводородов в продуктивных интервалах было недостаточно использования базового случая, рассчитанного исходя из средних значений параметров в скважинах, а также относительно субъективных результатов атрибутивного анализа, и расчета водонасыщенности. Поскольку скважинные исследования являются точечными, оставляя неопределенными большую часть резервуара было принято решение провести анализ неопределенностей геологических факторов которые оказывают влияние на объем запасов в обоих продуктивных интервалах, и которые впоследствии также окажут влияние на предложенные варианты систем разработки.

Среди варьируемых параметров выступали в первую очередь процентное соотношений фаций коллектора относительно не коллектора, которое было определено исходя из средневзвешенных максимальных и минимальных значений соответствующих параметров в скважинах. Также анализу были подвержены распределения пористости и проницаемости (которая была необходима для распространения значений водонасыщенности в межскважинном пространстве), максимальные и минимальные значения которых варьировались исходя из значений в индивидуальных скважинах. Помимо этого также была применена процедура кросс-валидации, в которой некоторые скважины не учитывались при распределении свойств из-за нехарактерных значений параметров. Также, поскольку залежь на разбуренном участке X имеет наклонный контакт, сомнению был подвержен

уровни ВНК на участке Y (Для обоих пластов), поскольку для точного определения их распространения данных двух скважин, одна из которых полностью находится в водяной зоне, не достаточно. Кроме того, такие параметры потенциальных русел, как ориентация, амплитуда, длина волны, ширина, толщина, а также доля каналов среди остальных отложений, были подвержены анализу, который заключался в изменении граничных значений параметра Average Magnitude, который был связан с наличием каналов в кровельной части структуры. Были получены значения атрибута, при которых с одной стороны количество тел-каналов резко возрастало до неинтерпретируемых значений, а с другой стороны значения, при которых тела каналов теряли хоть какую-либо связанность. Хотя по большому счету, наличие перспективно более проводящих зон и не оказывает существенного влияния на количество запасов (из-за схожести порометрических характеристик дельтовых и русловых отложений на блоках X и Y), анализ указанных характеристик был проведен для оценки неопределенностей которые окажут влияние на разработку месторождения, а именно на направление потока флюида и скорость фильтрации в телах-каналах.

Полный список варьируемых параметров, принимавших участие в анализе неопределенностей, связанных с объемными характеристиками коллектора приведен в табл. 2.4.1.

Табл. 2.4.1. Список и пределы значений вариации параметров для анализа неопределенностей

Параметр	Минимальное значение	Среднее значение (по скважинным данным)	Максимальное значение
Доля коллектора SG 1-2, %	50	65.91	80
Доля коллектора SG 3, %	40	64.28	95
Доля коллектора SG5-7U, %	36	50	65
Доля коллектора SG5-7L, %	40	40	90
Отметка ВНК SG 1-3, м	-2723	-2724	-2725
Отметка ВНК SG 5-7	-2817	-2818	-2819
Минимальная пористость	0.118	0.130	0.131
Максимальная пористость	0.2	0.214	0.22
Минимальная проницаемость, мд	0.8	0.891	1.1
Максимальная проницаемость, мд	70	79.64	80
Доля отложений каналов, %	33	35	45
Ориентация каналов, град	270	290	310
Амплитуда каналов, м	350	400	500
Длина волны каналов, м	1100	1500	1650
Ширина каналов, м	350	400	500
Толщина каналов, м	19	25	35

Проведенный анализ неопределенностей позволил получить распределение значений запасов, построить функцию распределения вероятностей, в том числе кумулятивную и оценить запасы по категориям P90, P50, P10.

Получившееся распределение вероятностей после 1400 проходов моделирования показывает нормальный характер (Рис. 2.4.1). Было установлено, что основной вклад в на количество запасов оказывает процентное соотношение коллектора/не коллектора для пласта SG_1-2.

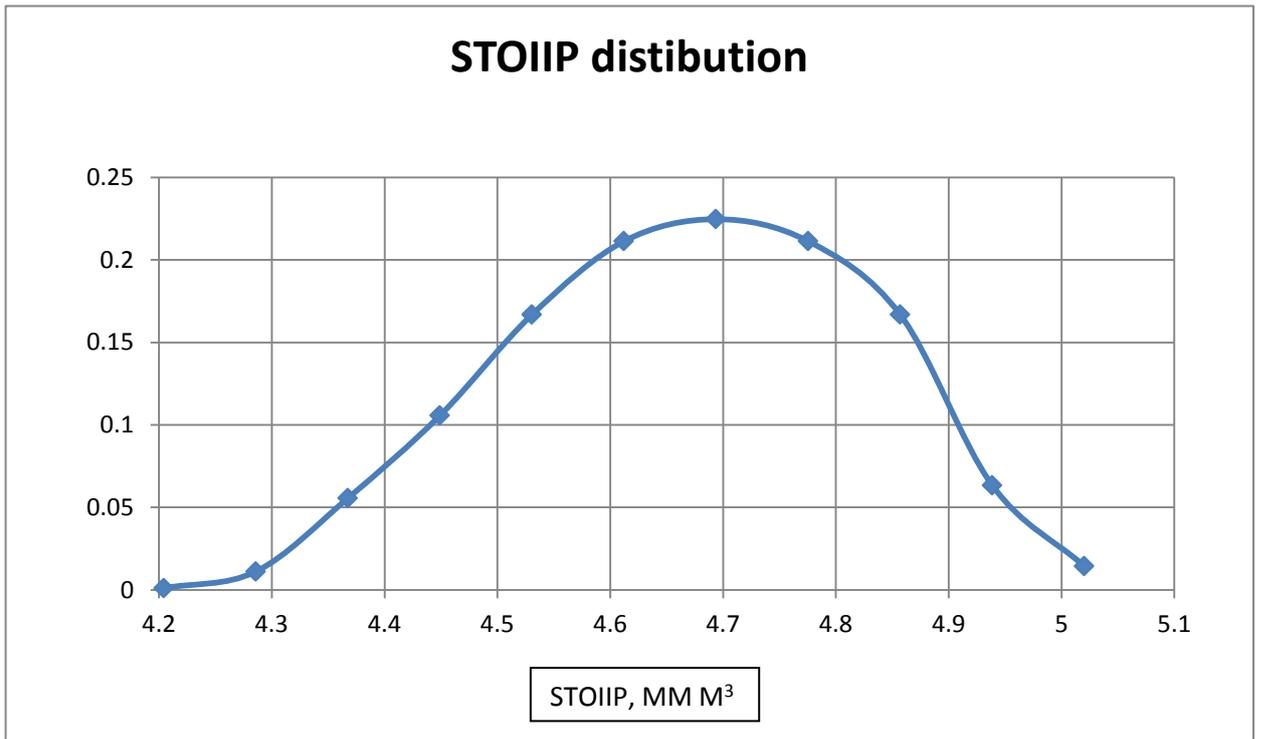


Рис. 2.4.1 Распределение запасов на участке Y

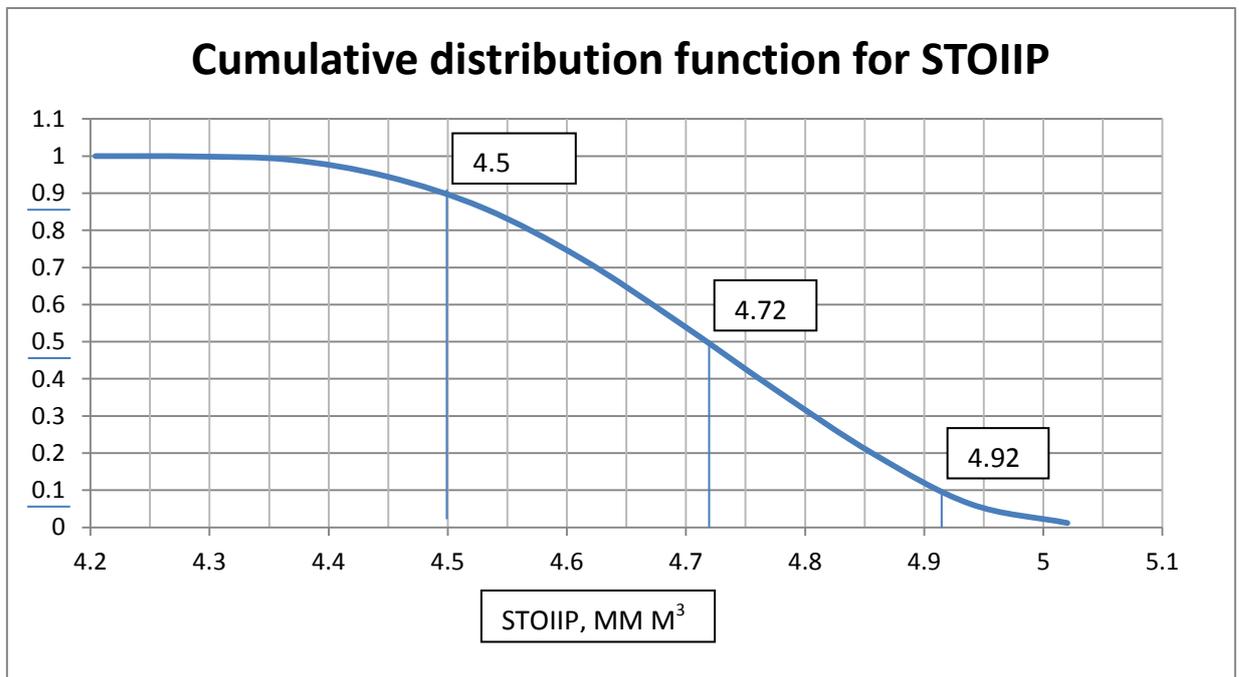


Рис. 2.4.2. Кумулятивное распределение запасов на участке Y

Рассчитанное кумулятивное распределение вероятности запасов на участке Y (рис. 2.4.2) позволило оценить запасы по категориям P10, P50, P90 (табл. 2.4.2).

Табл.2.4.2. Запасы по категориям.

Категория	Запасы, млн м ³
P90	4.5
P50	4.72
P10	4.92

Таким образом было установлено, что без учета неопределенностей, связанных с сейсмическими невязками, а принимая во внимание только достоверные скважинные данные, величины запасов находятся в диапазоне 4.2 – 5.05 млн м³ и изменяются более чем на 20%, что в конечном счет может оказать существенное влияние на экономическую эффективность проекта. Весь спектр полученных геологических моделей был впоследствии протестирован на нескольких вариантах разработки для определения того, который покажет наибольшую эффективность при заданных неопределенных параметрах. Особую ценность представляет проделанный алгоритм построения модели, который может являться образцом для последующих прогонок существующих и новых моделей разработки при уменьшении или выявлении новых геологических неопределенностей. Прделанной работе, связанной с гидродинамическим моделированием участка Y, посвящена глава 3.

Глава 3. Гидродинамическое моделирование участка Y

3.1 Исходные данные

Для выполнения поставленной в рамках дипломного проекта цели, помимо непосредственно геологического моделирования участка, было необходимо оценить вклад геологических неопределенностей на эффективность систем разработки участка. Для решения этой задачи были предложены концептуальные схемы разработки участка Y.

Для процедуры гидродинамического моделирования был использован весь спектр геологических моделей (1400 моделей), полученных при выполнении анализа геологических неопределенностей. Каждая геологическая модель была трансформирована в гидродинамическую путём применения апскейлинга. Размер ячеек был увеличен до 100x100x1м. Также был создан куб активных ячеек, что в совокупности позволило сократить количество ячеек для гидродинамического моделирования до 350 тысяч. Был проведен количественный анализ распределения запасов после процедуры апскейлинга, результаты которого приведены на рис. 3.1.1.

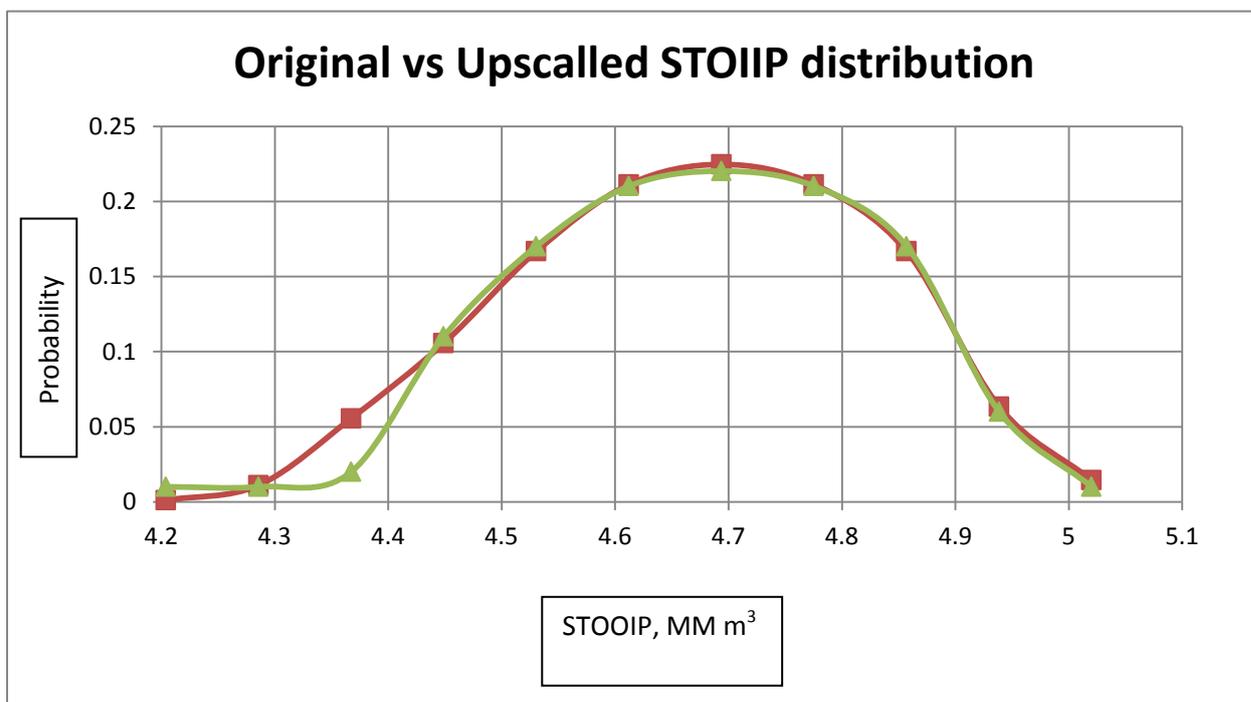


Рис. 3.1.1. Сравнение результатов распределения запасов для оригинальной модели и для модели, подверженной процедуре апскейлинга

Для построения гидродинамической модели были использованы имеющиеся в наличии исходные данные, включающие в себя PVT свойства пластового флюида и общие характеристики пласта, указанные в таблице 3.1.1.

Табл. 3.1.1. Свойства пластовых флюидов и характеристики пласта.

Пластовые условия	
Температура, °С	81
Давление, атм	284.6
Свойства флюидов	
Объемный коэффициент нефти	1.351
Плотность нефти, г/см ³	0.824
Плотность воды, г/см ³	1.0120
Вязкость нефти, спз	0.51
Давление насыщения, атм	140.8
Остаточная водонасыщенность	0.301
Связанная водонасыщенность	0.4
Соленость воды, г/л	34.5

Геологическая модель была дополнена указанными выше параметрами, после чего в неё были загружены доступные результаты капилляриметрии и ОФП. (Рис. 3.1.2)

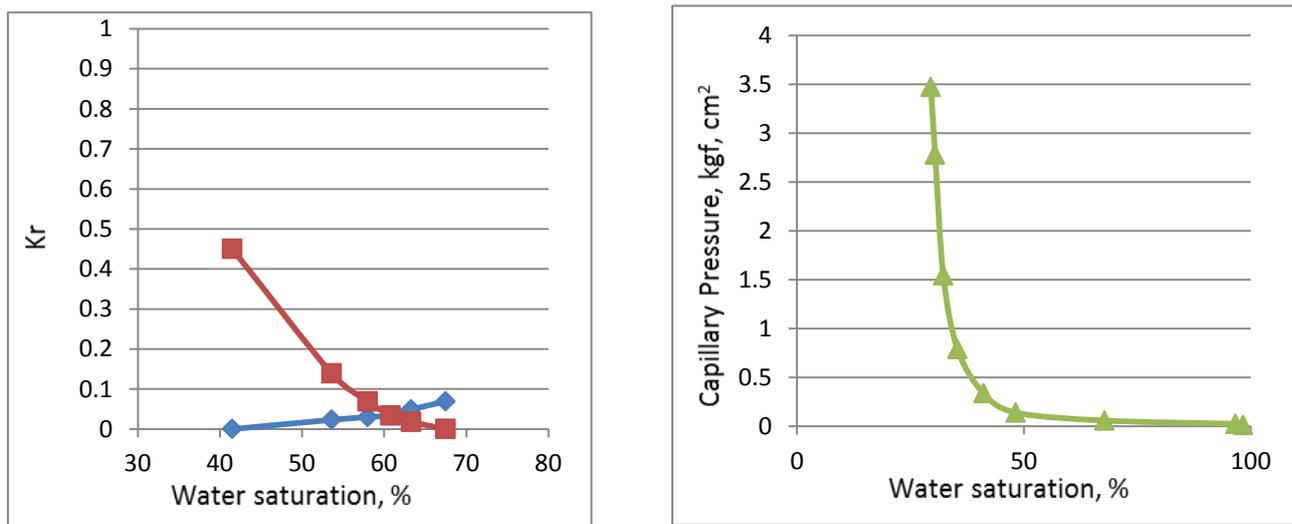


Рис. 3.1.2. Усреднённые фазовые проницаемости и параметры капилляриметрии, полученные из результатов исследования керна.

3.2 Выбор эффективной системы разработки

Концептуальное предложение вариантов разработки участка зависит от ряда параметров, таких как геологические особенности строения участка, оказывающие влияние на характер распределения углеводородов в нем, а также от финансовой доступности применения тех или иных проектных схем. Объекты разработки представляют собой две гидродинамически изолированные залежи, разделенные региональными глинами мощностью до 60 метров и приуроченные к кровельным частям пластов СГ_1-3 и СГ-5-7. Исходя из полученных расчетов, верхний интервал содержит в себе около 90% запасов.

В качестве режима работы залежи был выбран режим заводнения, при котором вертикальные нагнетательные скважины работают на оба продуктивных пласта, в то время как каждый интервал разбурен своими горизонтальными скважинами, расположение и ориентация которых была выбрана исходя из смоделированного распределения запасов в пласте. Базируясь на плотности сетки скважин на месторождении аналоге было принято решение произвести испытание сеток скважин состоящих из 5-7 горизонтальных скважин выборочной сеткой, между которыми расположены вертикальные нагнетательные скважины. Нагнетаемый флюид – вода.

Общей характерной чертой всех предложенных систем разработки является приоритетное направление горизонтальных скважин вдоль направления распространения стресса, то есть параллельно разломам, протягивающимся в северо-западном – юго-восточном направлении. После расстановки горизонтальных скважин, они были окружены системой нагнетательных скважин. В связи с принятой и отраженной в модели обстановкой осадконакопления было принято решение рекомендовать перфорацию нагнетательных скважин по всему разрезу для смещения нефти, которая потенциально может быть заперта в стратиграфических непроводящих телах сложенными глинами. Что касается горизонтальных

скважин, то наибольшую эффективность показали те системы скважин, которые пробурены так, чтобы 1-2 скважины находились в кровельной части структуры и остальные в крыльях антиклинали. Более того, инклинометрия скважин была составлена таким образом, чтобы направление бурения с большей вероятностью проходило как в нижней, так и в верхней части объекта разработки, так как верхняя залежь, вероятно, разделена на две части региональными отложениями глин, и возможная ситуация может наблюдаться на интервале между пластами СГ_5 и С_7. Предложенные схемы разработки пласта СГ_1-3 показаны на рис. 3.2.1. Схема разработки пласта СГ_5-7 показана на рис. 3.2.2.

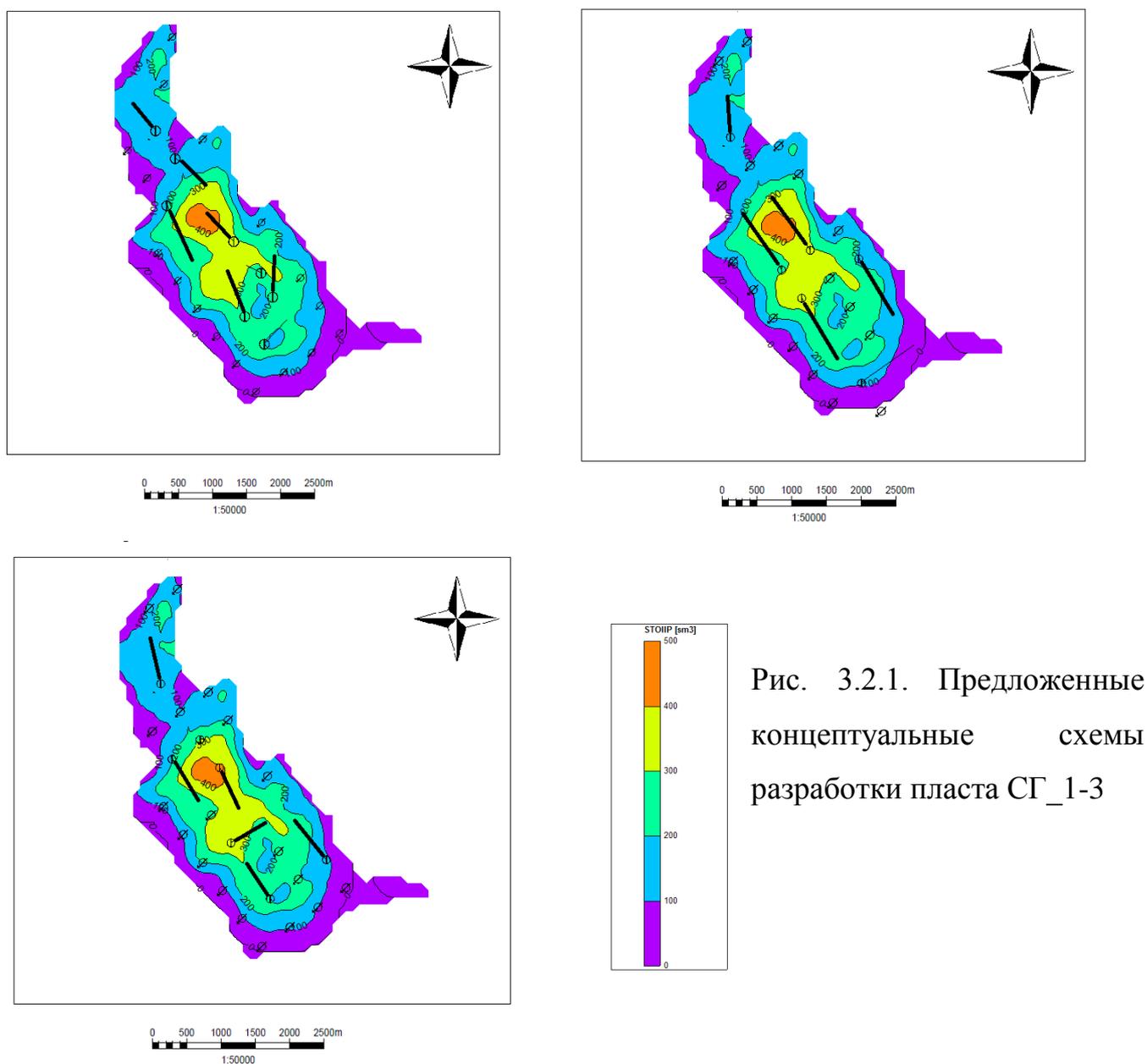


Рис. 3.2.1. Предложенные концептуальные схемы разработки пласта СГ_1-3

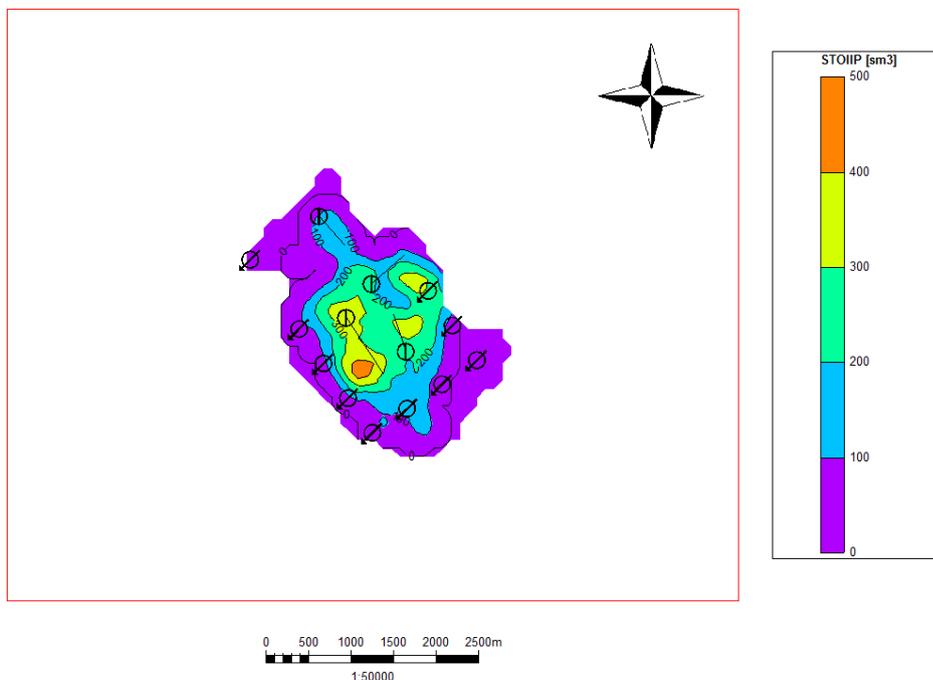


Рис 3.2.2. Концептуальная схема разработки пласта СГ_5-7

Все предложенные варианты разработки были опробованы на всём спектре полученных до этого геологических моделей, с целью определения того, который будет наименее подвержен рискам, связанным с величинами добытых запасов, а также их доли из общих объемных характеристик резервуара. Результаты проведенного гидродинамического моделирования на 903 равновероятных геологических моделей приведены на рис. 3.2.3.

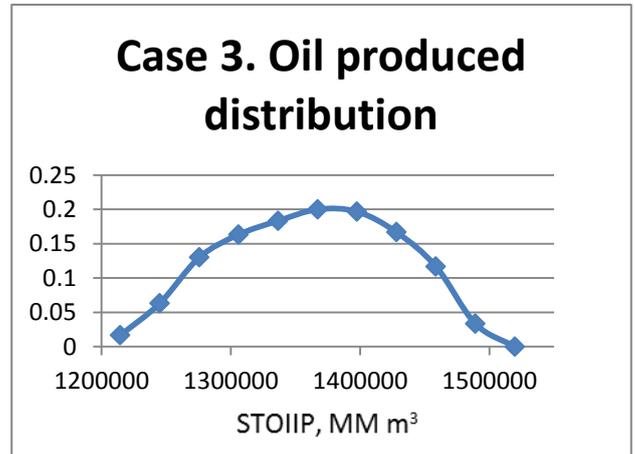
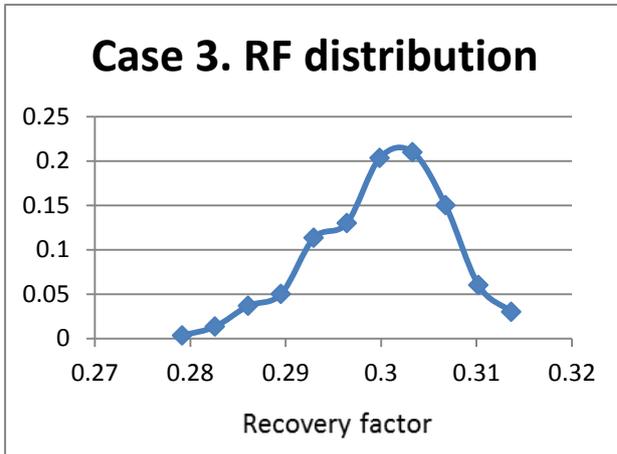
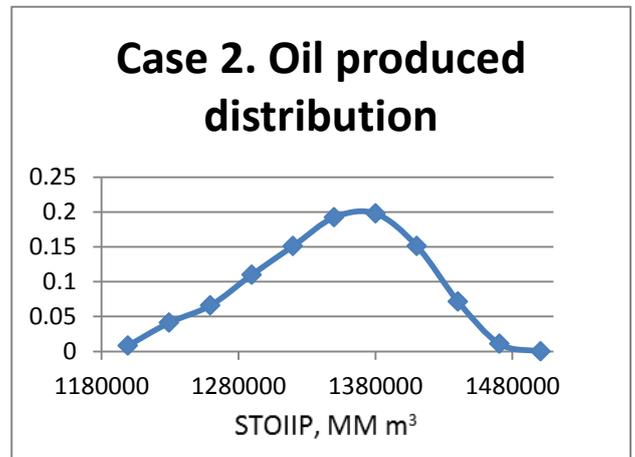
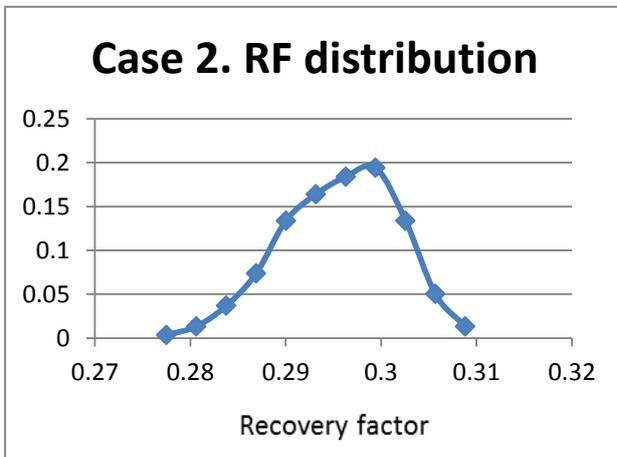
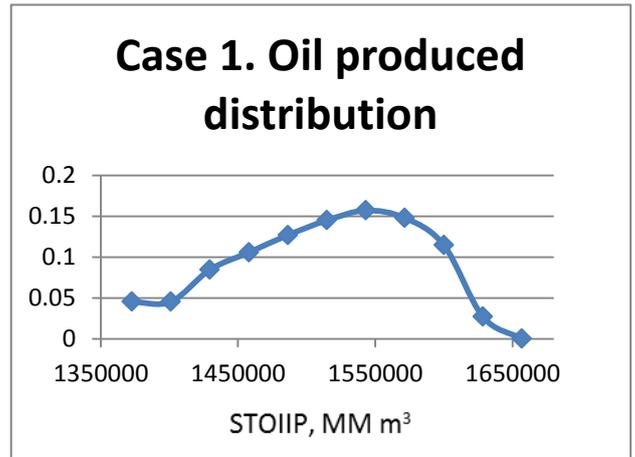
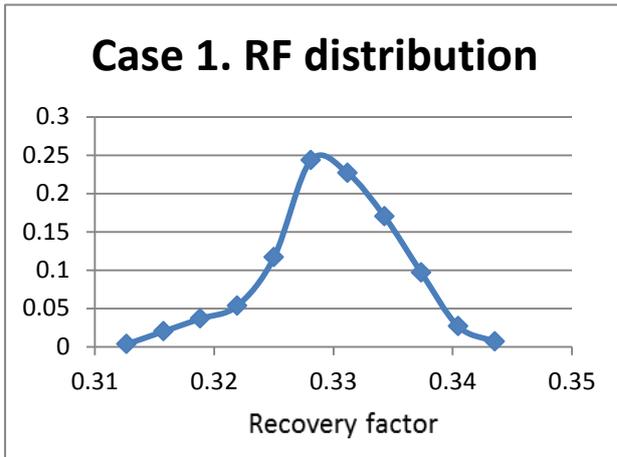


Рис. 3.2.3. Распределения величины коэффициента извлечения нефти, а также объемов извлекаемых запасов.

Таким образом, для каждого из предложенных вариантов системы разработки были получены объемы извлекаемых запасов, и наиболее часто встречающийся коэффициент извлечения нефти. Таблица, с наиболее часто встречающимся коэффициентом извлечения нефти, а также вероятный разброс значений для каждого из случаев на 2056 год приведены в табл. 3.2.1.

Табл 3.2.1. Сравнение результатов предложенных схем разработки.

Система разработки	КИН	Диапазон объема извлекаемых запасов, м ³
1	0.328109	284076
2	0.299431	301346
3	0.303307	305038

Эффективность той или иной стратегии разработки определяется не только диапазоном величин извлекаемых запасов и общей доли от геологических, но и финансовыми затратами, которые необходимы для реализации этих стратегий. Обоснованию экономической составляющей предложенных проектов посвящена глава 4.

Заключение

По результатам магистерской работы была исследована степень влияния геологических неопределенностей, связанных со слабой изученностью продуктивных отложений Ямало-Ненецкого АО на предложенные рекомендательные схемы разбуривания. Были проанализированы накопленные данные за годы разработки прилежащего к исследуемому месторождению участка, а также собраны воедино концептуальные наработки по особенностям геологического строения площади исследования. Была произведена интеграция данных в сборную геологическую модель, которая стала исходной для применения на ней анализа неопределенностей и последующего предложения 3 вариантов разработки. Каждый из возможных вариантов разработки был протестирован на всем спектре равновероятных геологических моделей, количество которых составило 1400. По итогу анализа были получены распределения объемов начальных запасов, а также доли извлекаемой из них части для каждой из моделей. Были построены распределения объемов извлекаемых запасов и отмечена одна из возможных схем, которая показала наилучшие результаты. Итоговые выводы свидетельствуют о разбросе начальных запасов около 815 тысяч кубических метров, извлекаемых запасов в пределах 305 тысяч кубических метров.

Полученная в результате выполнения работы 3D модель, выполненная в программном комплексе «Schlumberger Petrel» может использоваться в дальнейших исследованиях на территории исследования для интеграции новых данных при получении информации с новых скважин, более детальных сейсмических исследований, и испытаний опробования пластов.