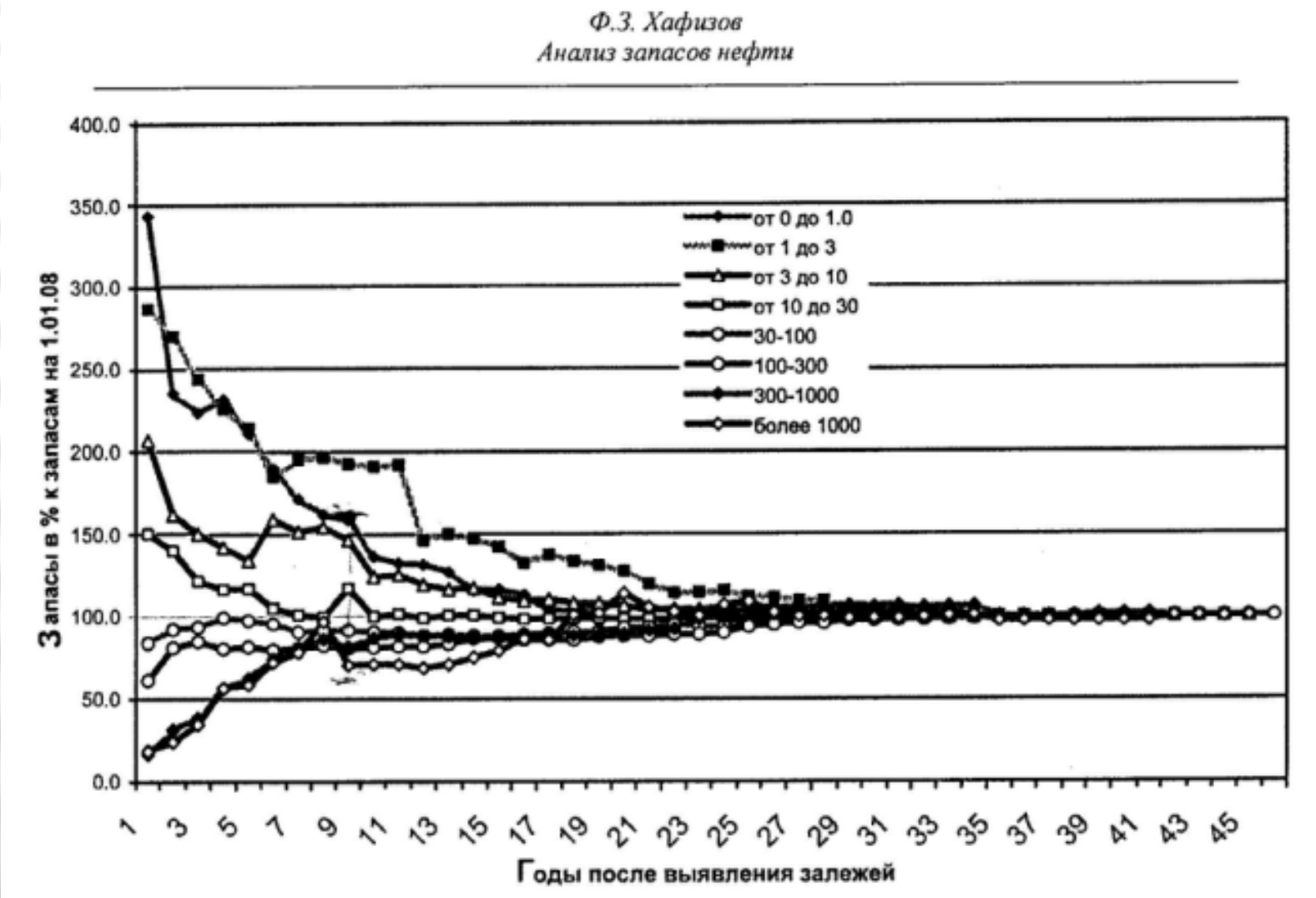
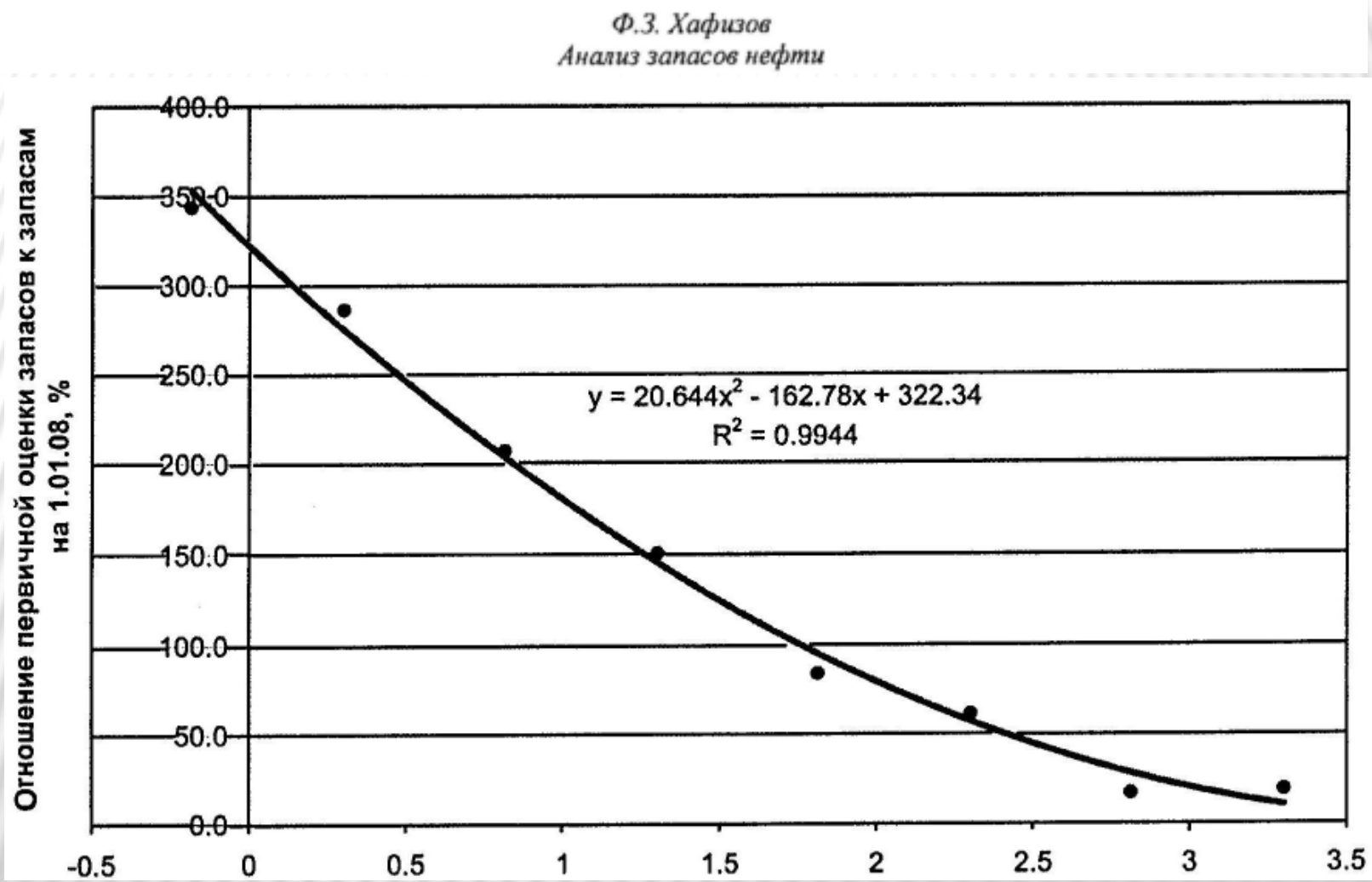
ЭКСПЕРТИЗА КАК ПРОДОЛЖЕНИЕ ИЗУЧЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ЗАПАСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УВС

- Введение
- Практика научно-инженерного сопровождения недропользования такова, что на всех этапах оно сопровождается экспертизой разного уровня. Это определяется особенностями процесса, который осуществляется в условиях большей или меньшей неопределенности, при которой все методики и правила носят относительный характер иногда с неоднозначностью окончательного решения.
- Особенно это характерно для геологической составляющей процесса, и, в частности, для подсчета запасов. В этих условиях экспертиза геологических материалов осуществляет фиксацию достигнутого уровня изученности и цифровых значений запасов.
- Время от времени в научном сообществе осуществляются обобщения практики геологической части недропользования, в результате чего получаются весьма интересные наблюдения и значимые выводы. Некоторые из них воспроизведем ниже как отправные точки для дальнейших рассуждений.

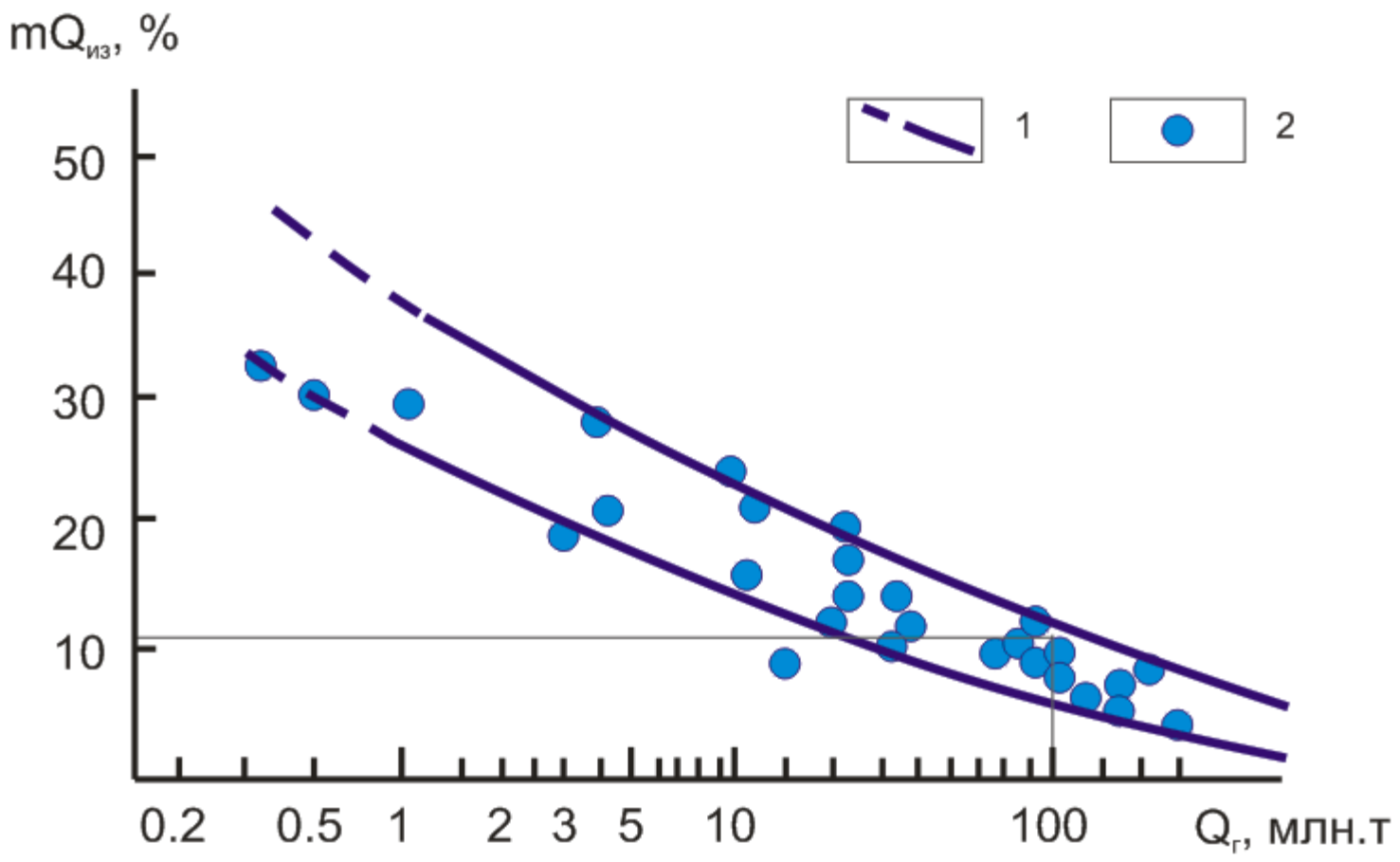
ДИНАМИКА ЗАПАСОВ ЗАЛЕЖЕЙ РАЗНЫХ КАТЕГОРИЙ КРУПНОСТИ ВО ВРЕМЕНИ



ЗАВИСИМОСТЬ ОШИБОК ПЕРВИЧНОЙ ОЦЕНКИ ЗАЛЕЖЕЙ ОТ ВЕЛИЧИНЫ ЗАПАСОВ



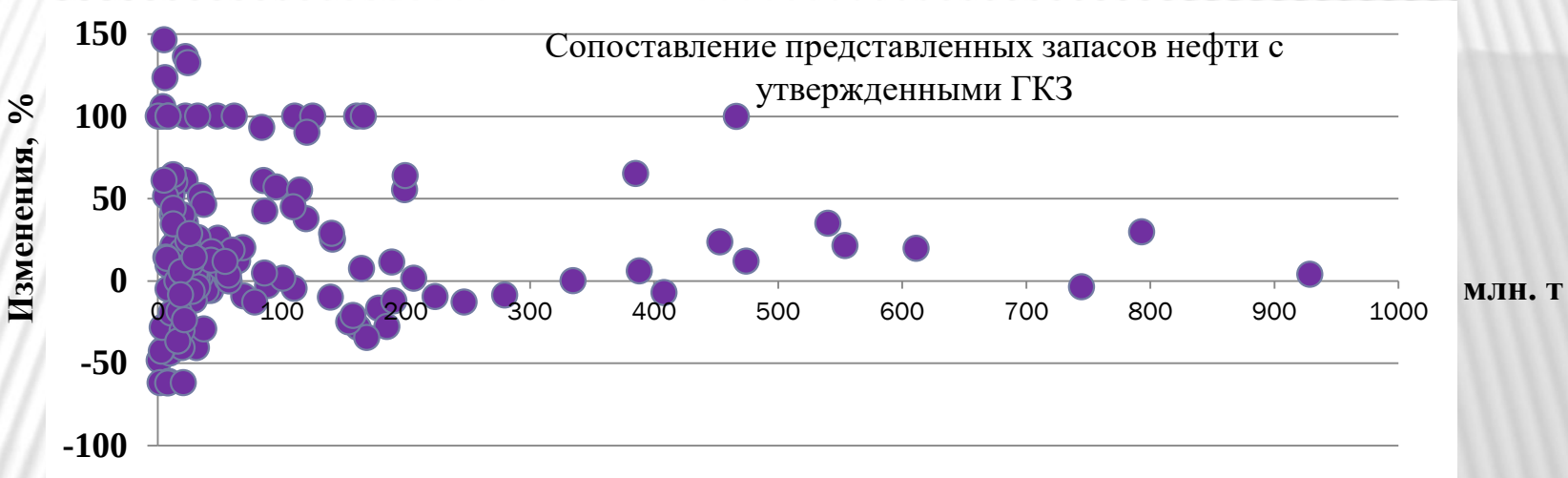
ПОГРЕШНОСТИ ПОДСЧЕТА ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ $mQ_{из}$ НА ЗАЛЕЖАХ, РАЗБУРЕННЫХ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СЕТКЕ.

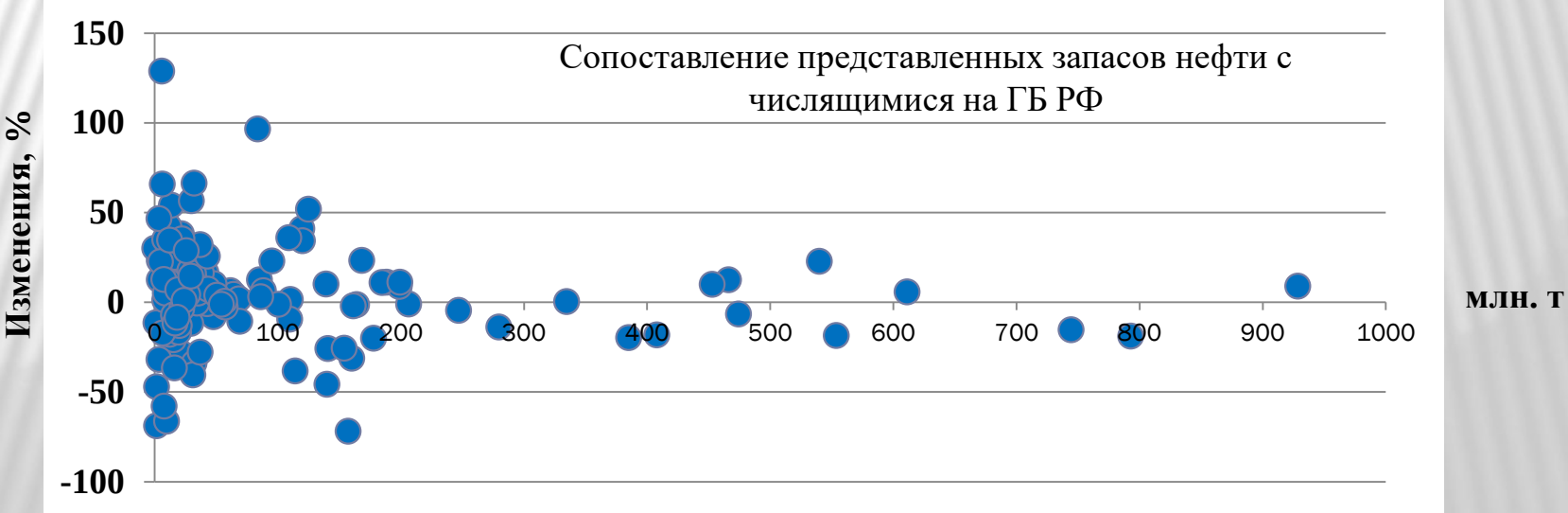


1 - ограничивающие кривые; 2 - залежи; $Q_г$ - геологические запасы

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ЗАПАСОВ ПРИ ПЕРЕСЧЕТАХ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ В ЦЕЛОМ

Общее количество месторождений	167

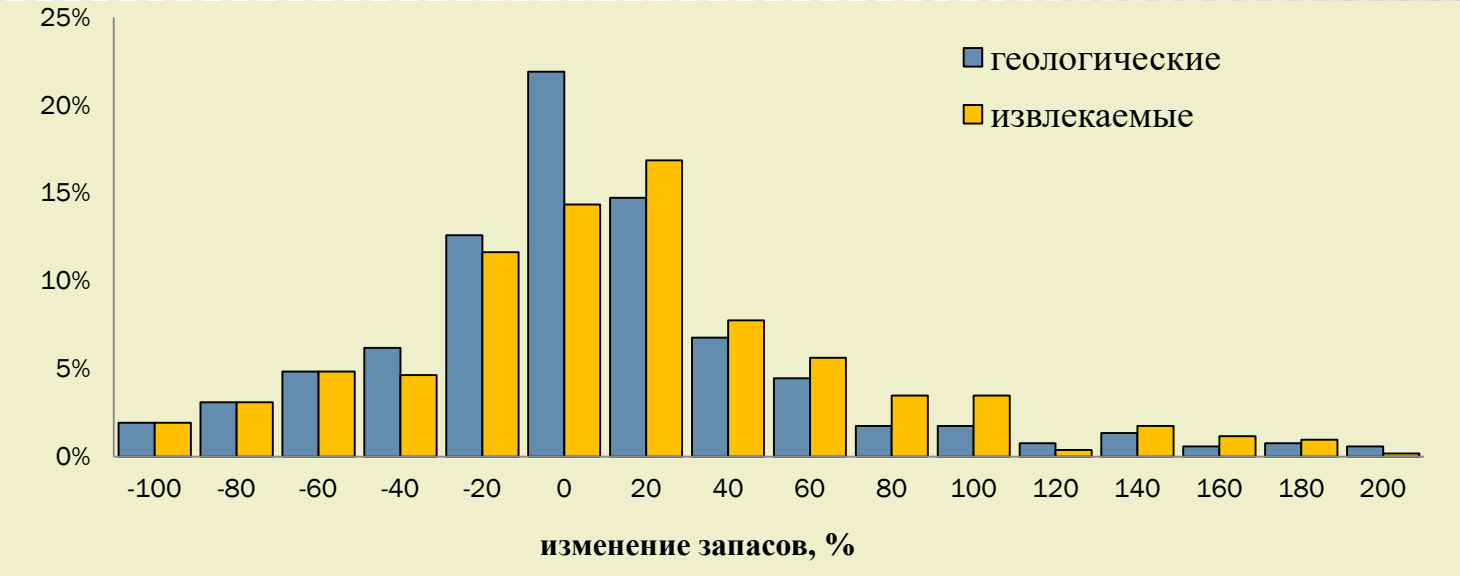




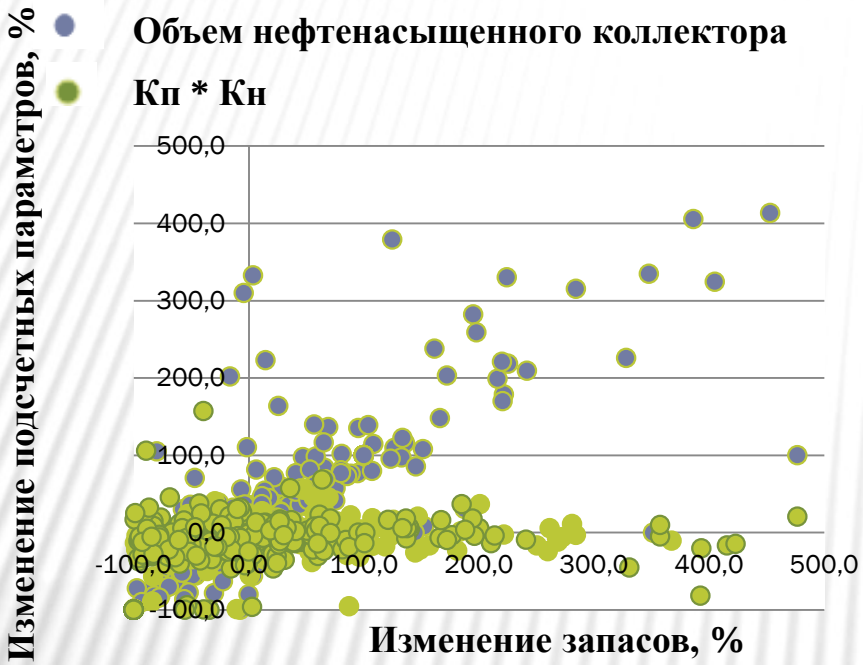
АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ЗАПАСОВ ПРИ ПЕРЕСЧЕТАХ ПОСЛЕДНИХ ЛЕТ ПО ЗАЛЕЖАМ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ХМАО

Общее количество месторождений	**63**
Общее количество подсчетных объектов (от ПК до группы пластов Ю)	**462**

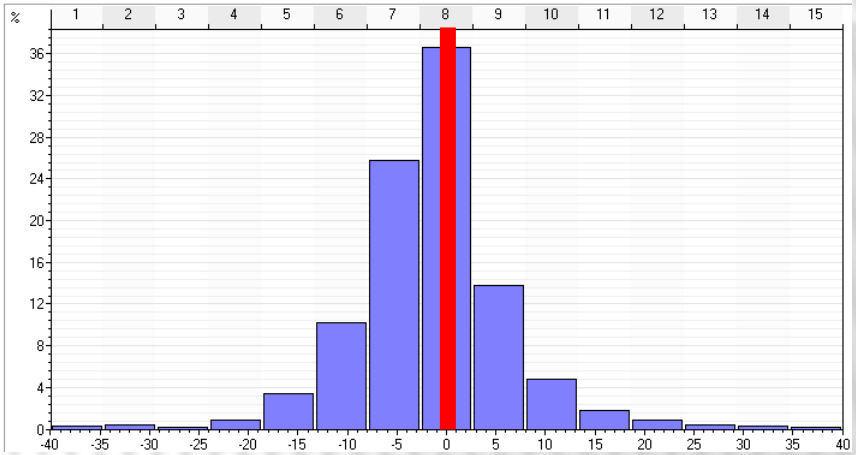
Сопоставление представленных запасов нефти с числящимися на ГБ РФ



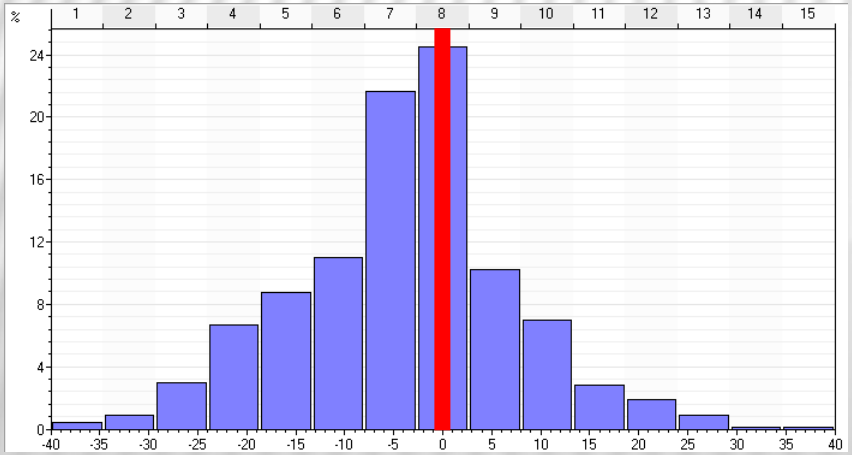
ИЗМЕНЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО ВСЕМ ПЛАСТАМ



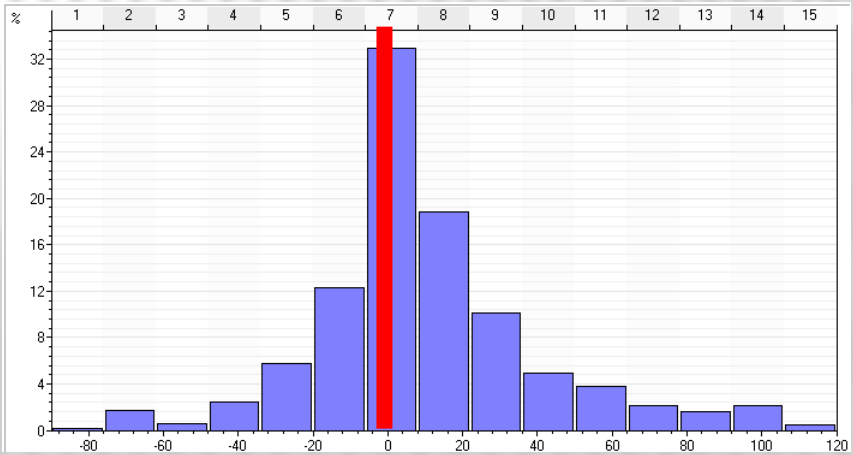
Распределение изменения Кп, %



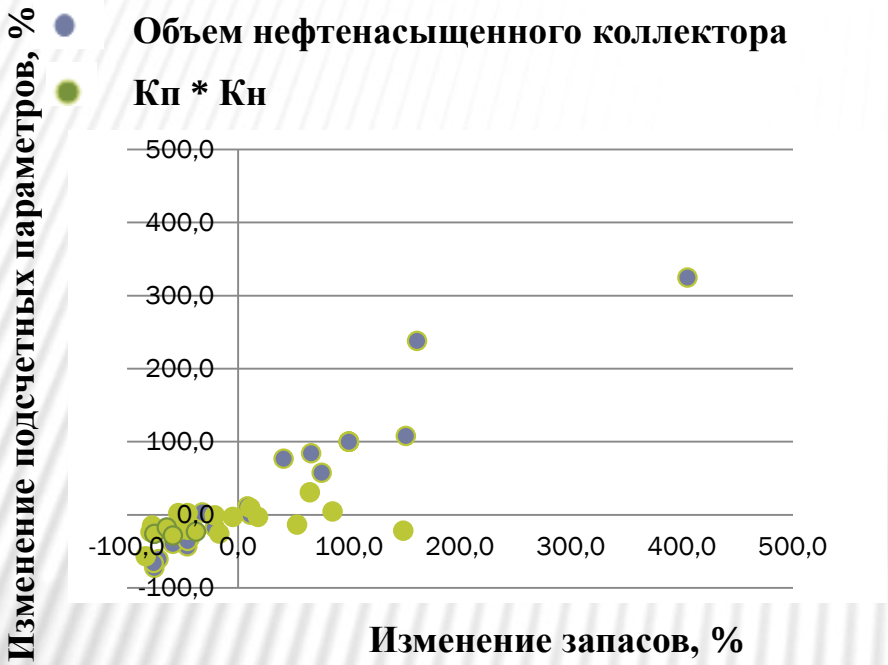
Распределение изменения Кн, %



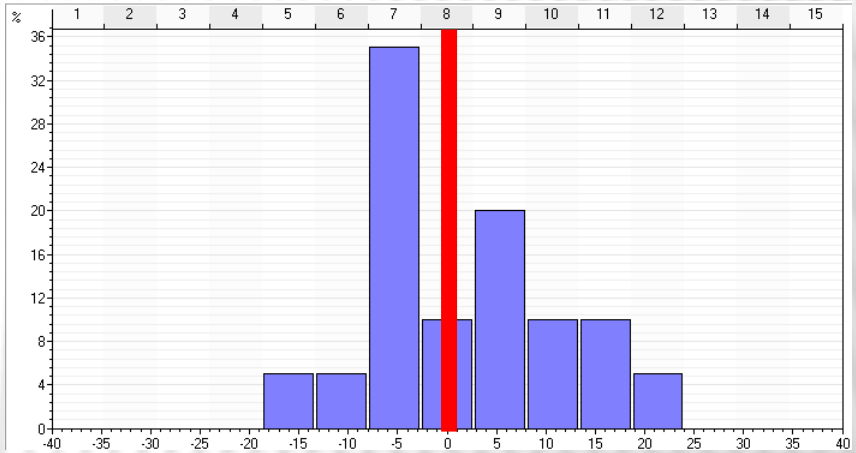
Распределение изменения КИН, %



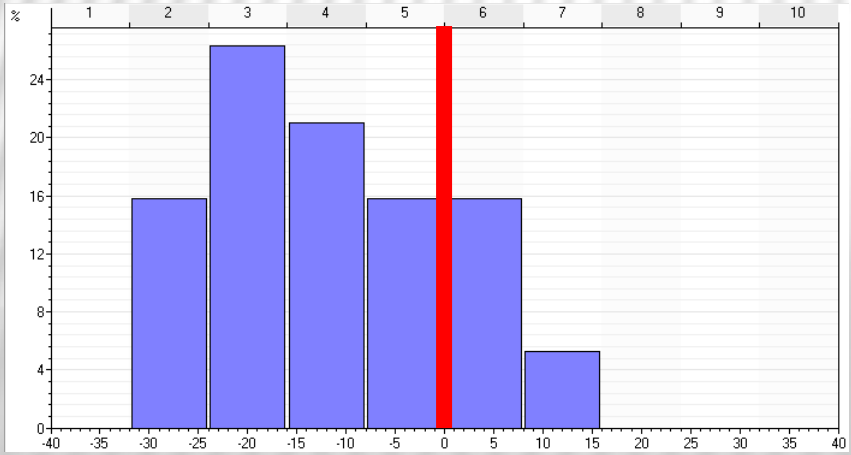
ИЗМЕНЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО ПЛАСТАМ ГРУППЫ ПК (НЕФТЯНЫЕ)



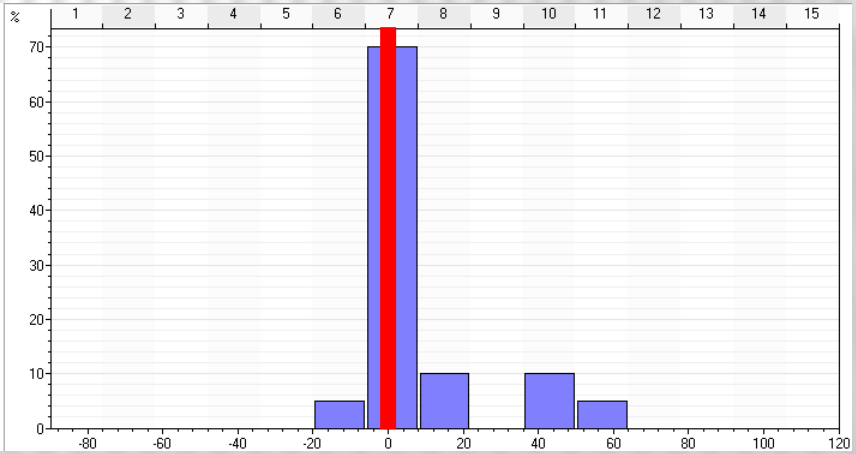
Распределение изменения Кп, %



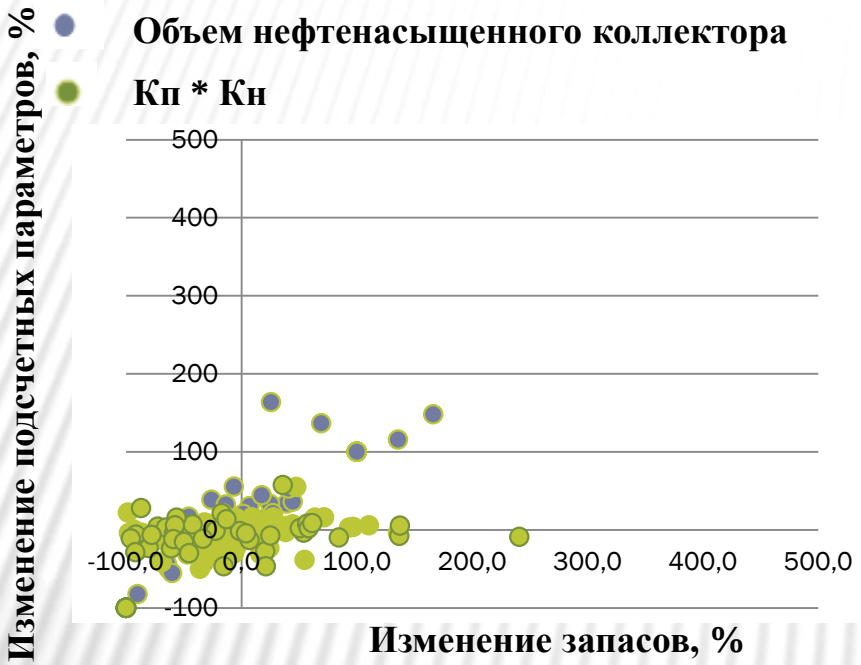
Распределение изменения Кн, %



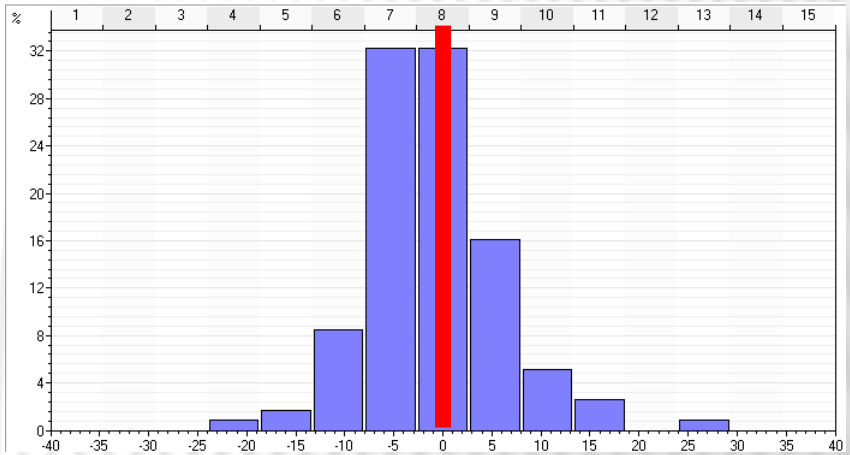
Распределение изменения КИН, %



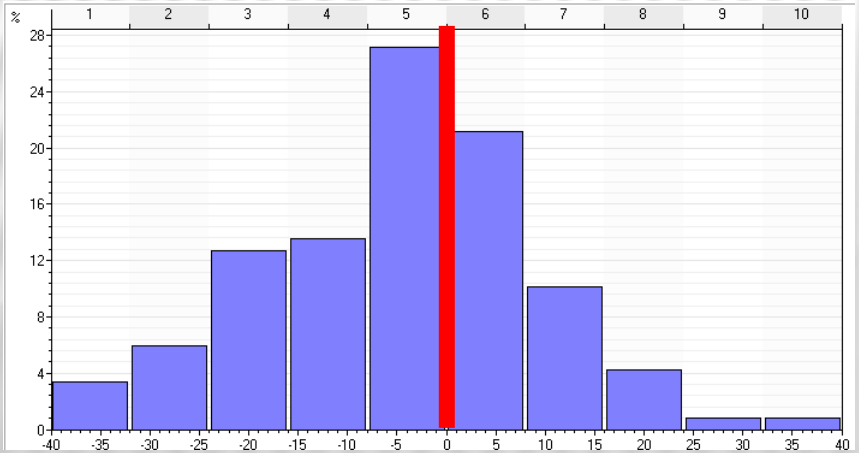
ИЗМЕНЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО ПЛАСТАМ ГРУППЫ А



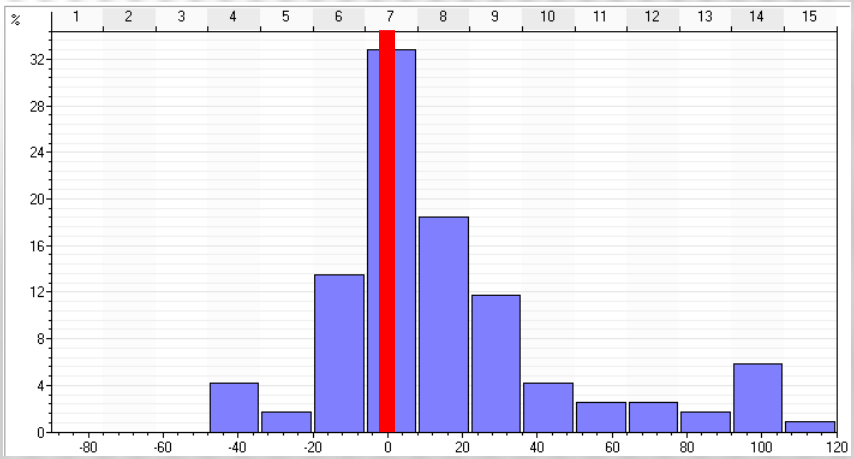
Распределение изменения Кп, %



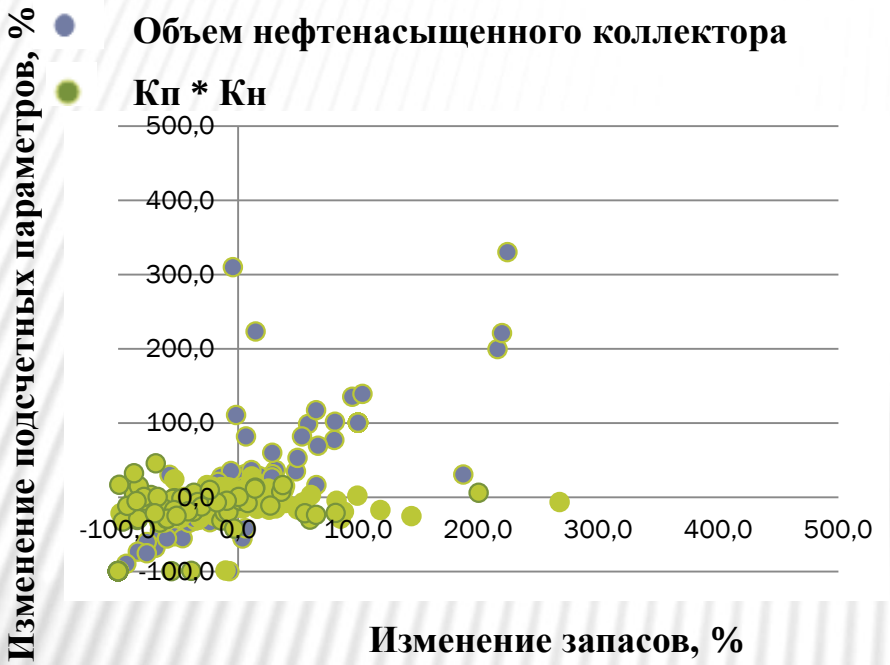
Распределение изменения Кн, %



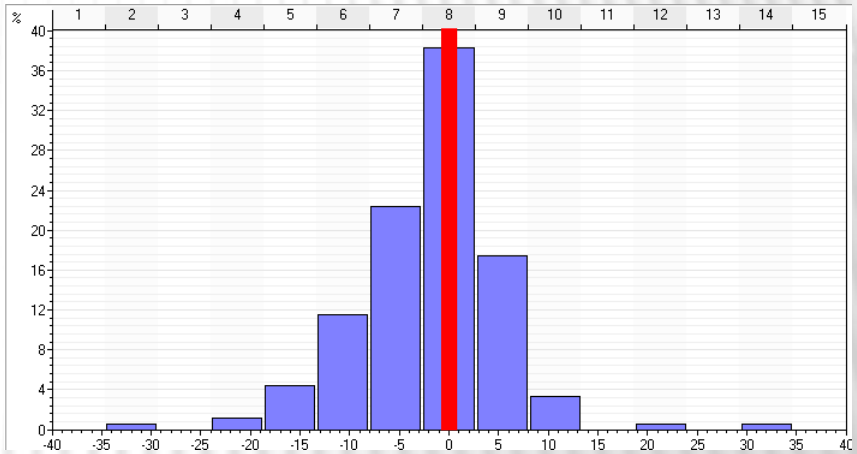
Распределение изменения КИН, %



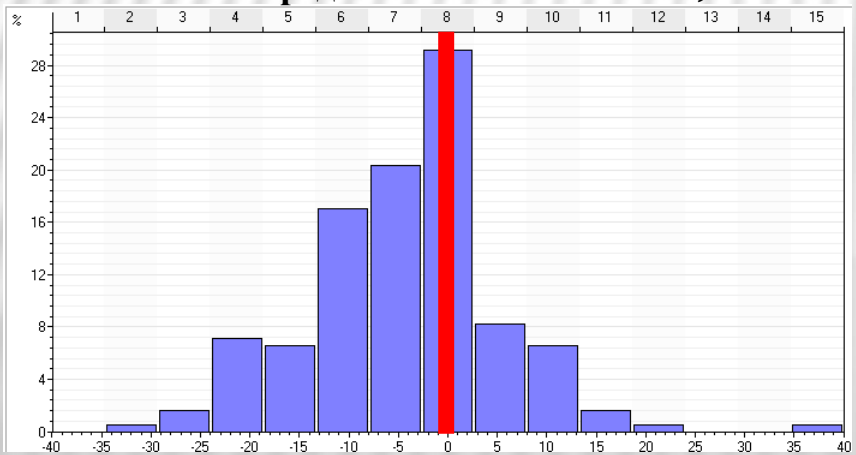
ИЗМЕНЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО ПЛАСТАМ ГРУППЫ Б



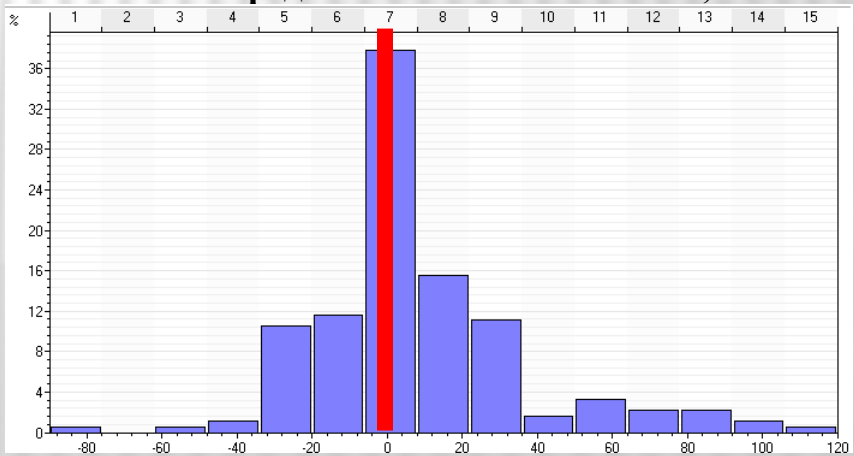
Распределение изменения Кп, %



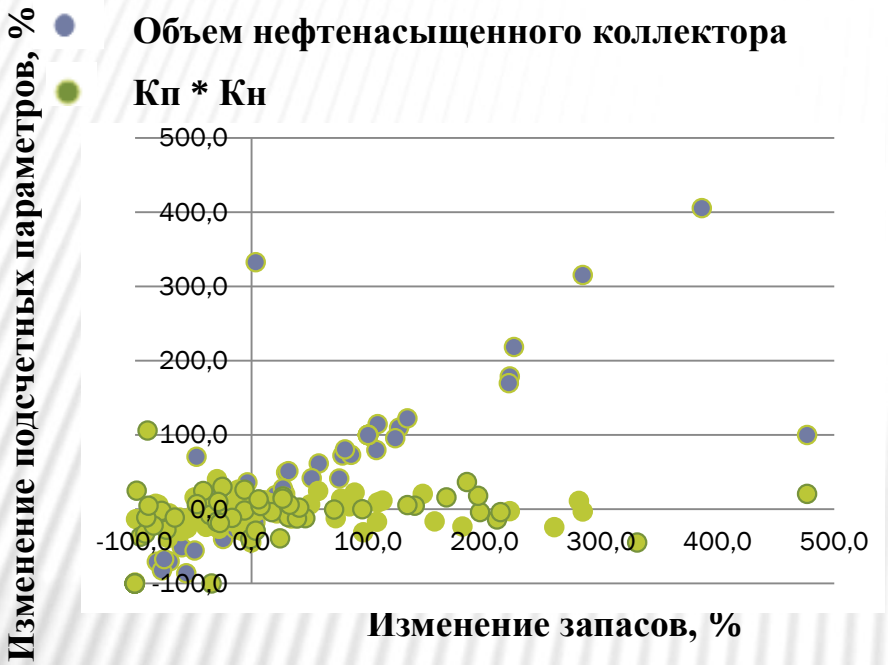
Распределение изменения Кн, %



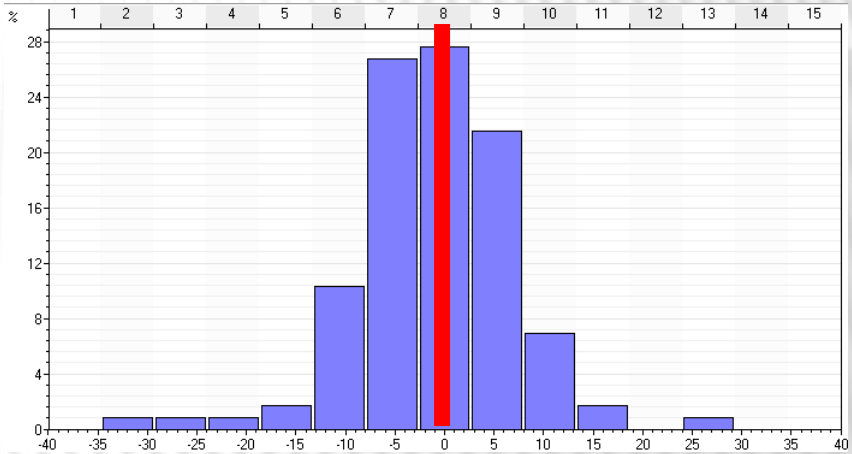
Распределение изменения КИН, %



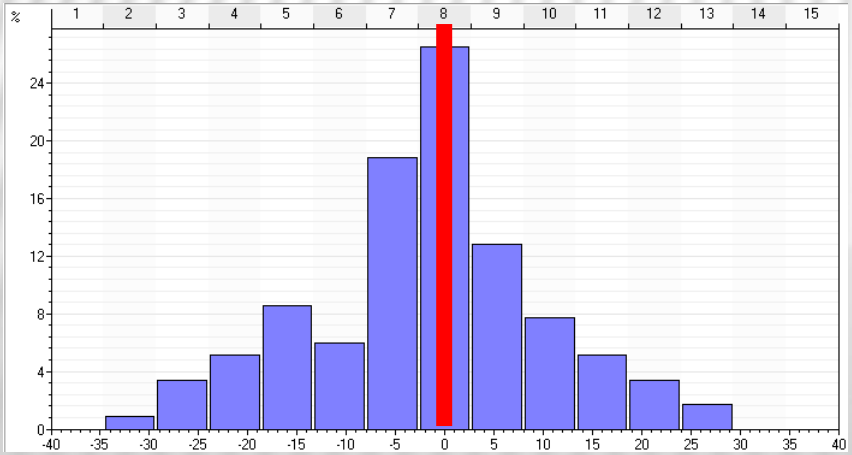
ИЗМЕНЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО ПЛАСТАМ ГРУППЫ АЧ



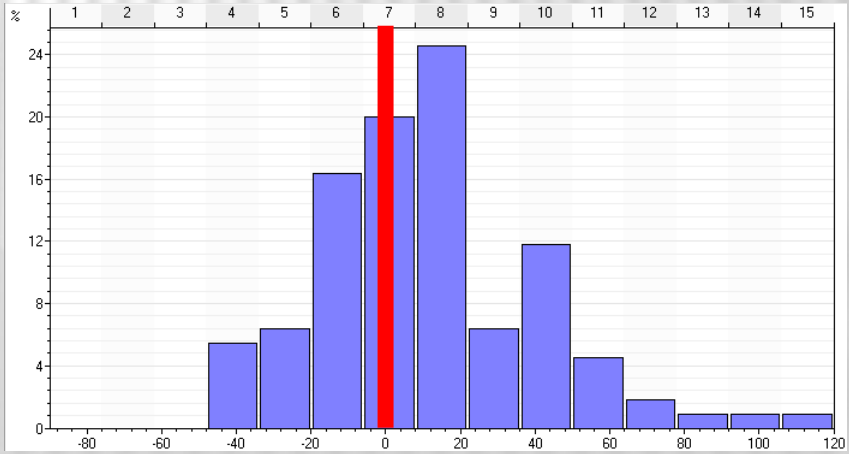
Распределение изменения Кп, %



Распределение изменения Кн, %



Распределение изменения КИН, %

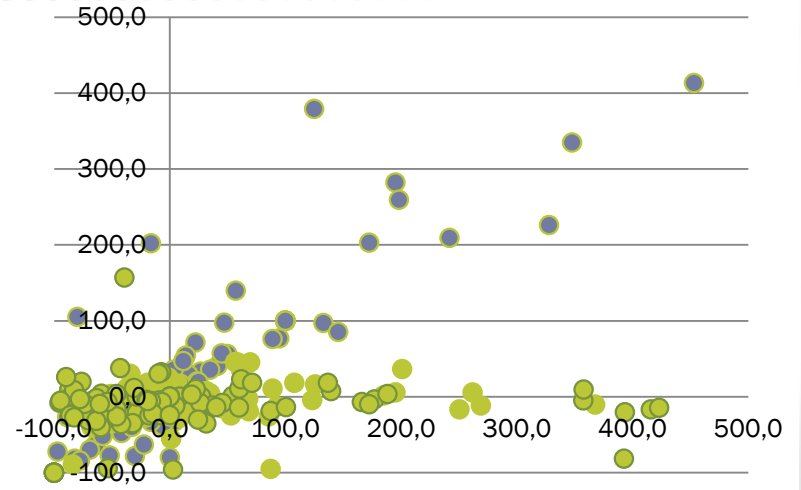


ИЗМЕНЕНИЯ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПО ПЛАСТАМ ГРУППЫ Ю

Изменение подсчетных параметров, %

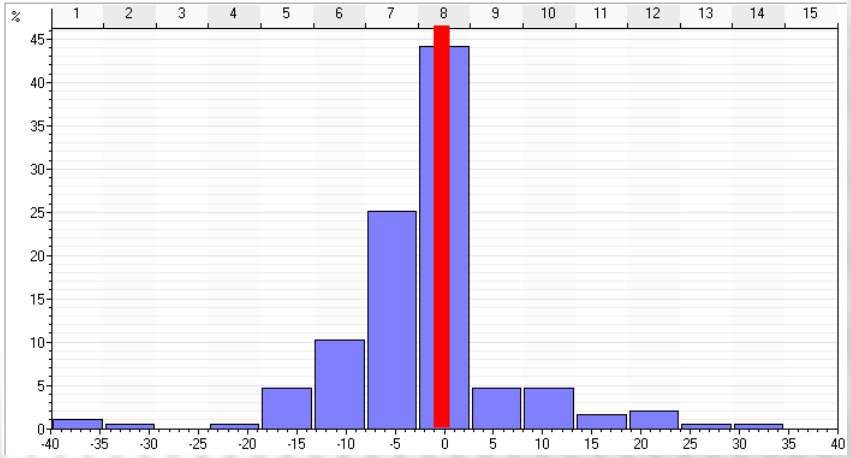
Объем нефтенасыщенного коллектора

Кп * Кн

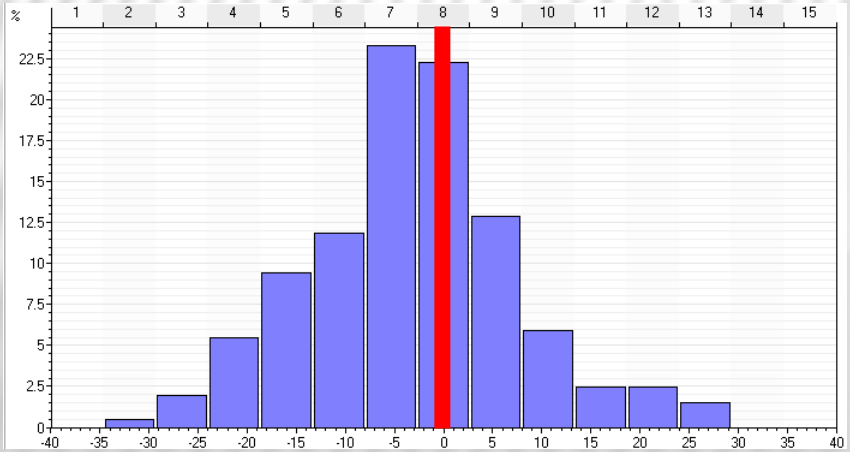


Изменение запасов, %

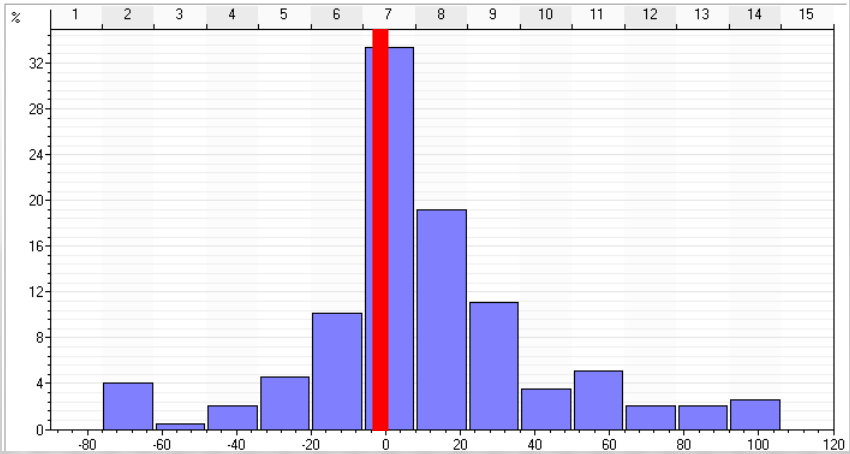
Распределение изменения Кп, %



Распределение изменения Кн, %



Распределение изменения КИН, %



В результате анализа изменения запасов залежей во времени выявлены четкие тенденции: чем мельче залежь, тем больше переоценены запасы залежи при первоначальной оценке и наоборот - чем крупнее залежь, тем больше недооценены запасы.

Ф.З. Хафизов « Анализ запасов нефти».

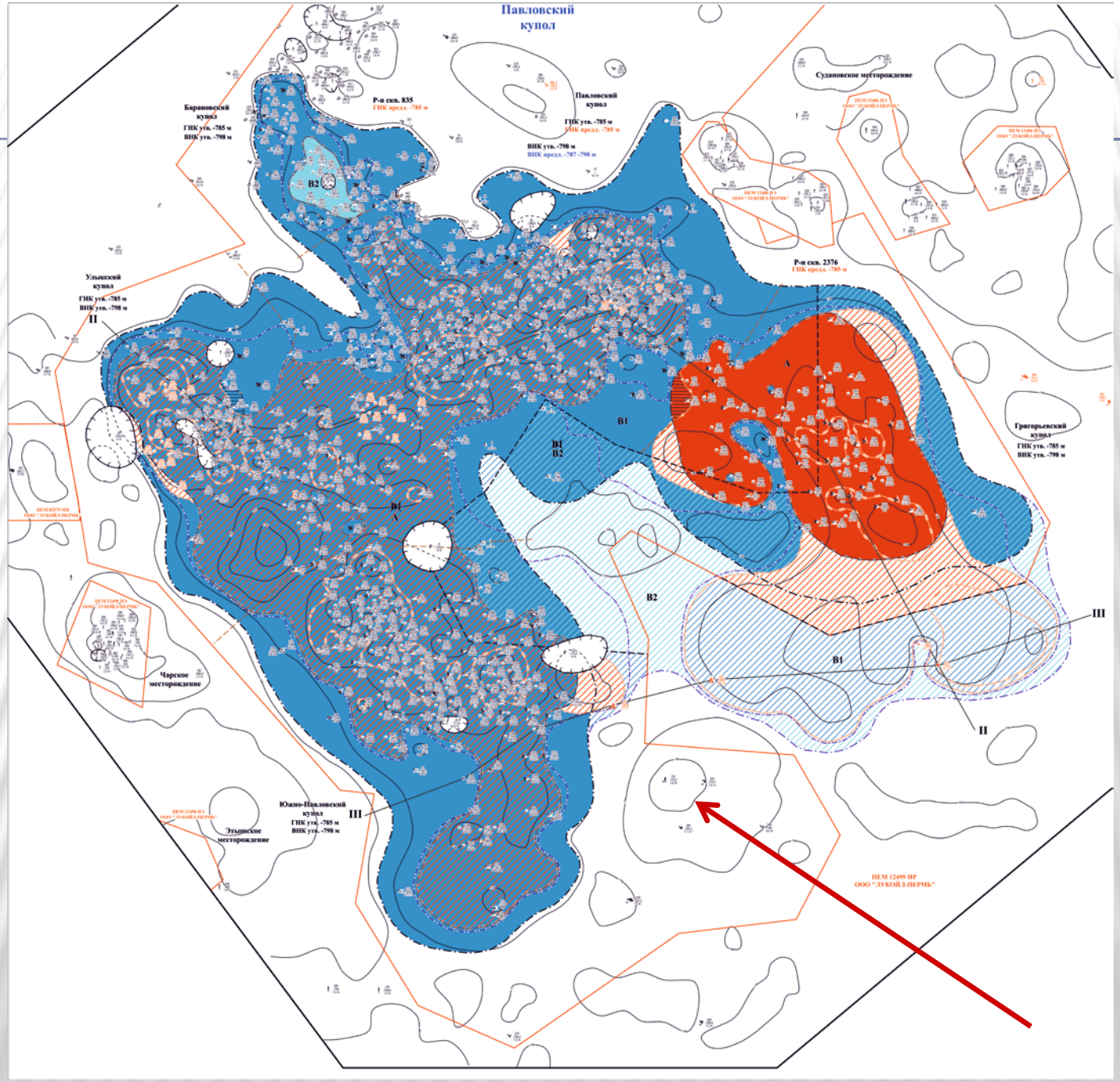
Тюмень, 2011г.

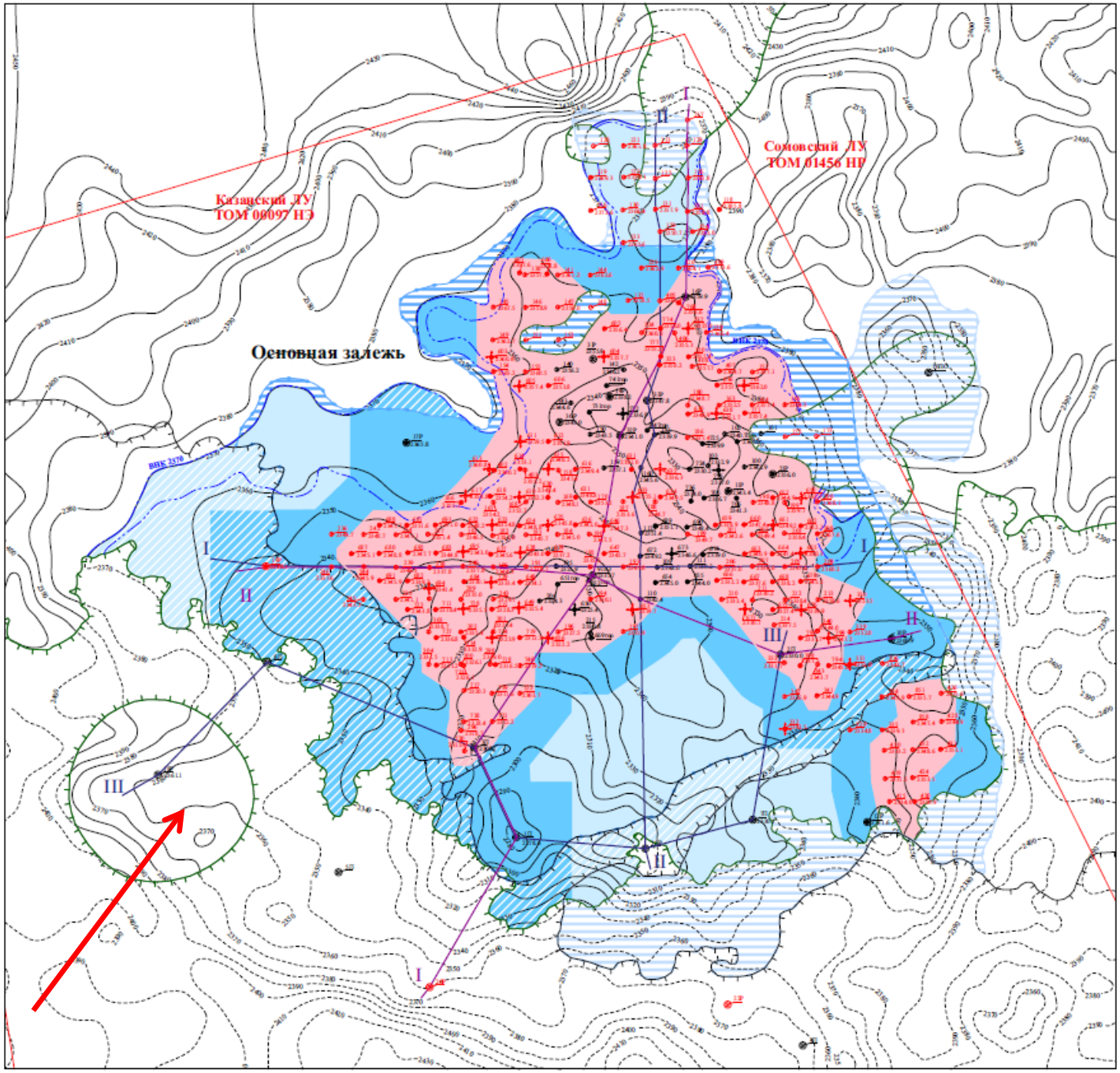
Экспертиза геолога

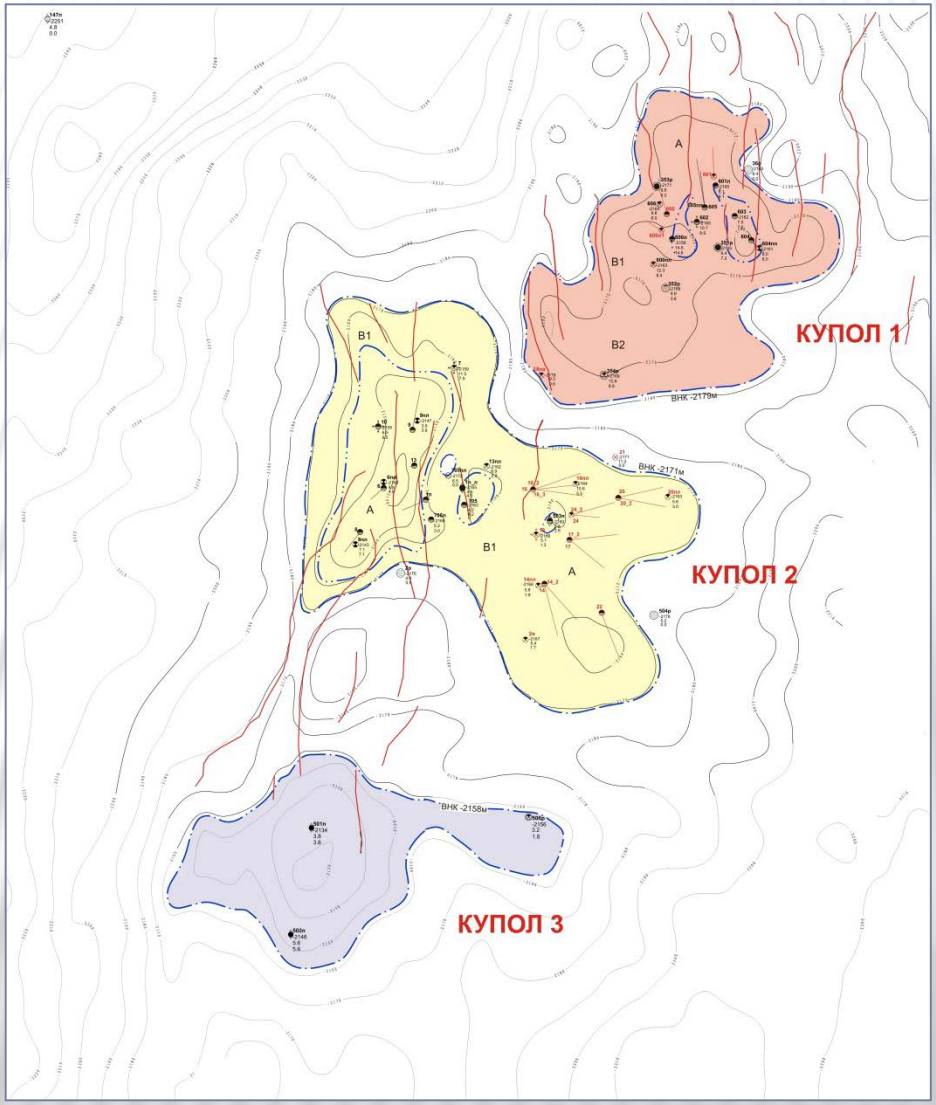
1.Понимание и изложение проблемы

1. Оценка сложности месторождения:
   -количество этажей нефтегазаносности; -их конформность или наоборот;
   -типы залежей, их совмещаемость или рассредоточенность;
   -типы ограничения залежей(структурные контуры, тектонические и литологические границы).
2. Оценка изученности месторождения:
   -оценка степени покрытия площади съемкой 3D и её влияние на модели залежи;
   -наличие разведочных скважин вообще и в критических точках площади особенно;
   -полнота изученности разреза месторождения;
   -оценка объема и качества первичных материалов (керн, пробы флюидов, испытания объектов) для определения параметров.
3. Первичная оценка изменений ранее подсчитанных запасов в сравнении с представленными, их логичность или противоречивость.

ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ И ПОДСЧЕТНЫЕ ОБЪЕКТЫ

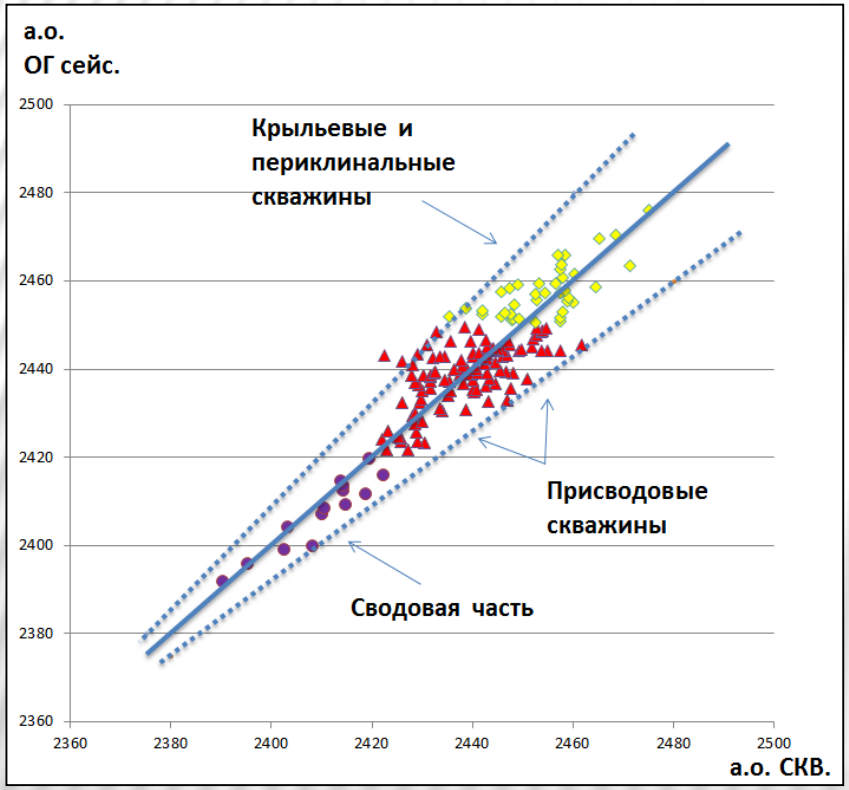

Павловский купол
Барановский купол
ГНК утв. -785 м
ВНК утв. -798 м
Р-н скв. 835
ГНК предл. -785 м
Павловский купол
ГНК утв. -785 м
ВНК предл. -785 м
ВНК утв. -798 м
ВНК предл. -787 -798 м
Судановское месторождение
Р-н скв. 2376
ГНК предл. -785 м
Улыкский купол
ГНК утв. -785 м
ВНК утв. -798 м
Григорьевский купол
ГНК утв. -785 м
ВНК утв. -798 м
Чарское месторождение
Южно-Павловский купол
ГНК утв. -785 м
ВНК утв. -798 м
Этыдское месторождение
ПЕМ 12499 НР
ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ"
A
B1
B2
II
III


Казанский ЛУ
ТОМ 00097 НЭ
Сомовский ЛУ
ТОМ 01456 НР
Основная залежь
ВНК 2370
I
II
III

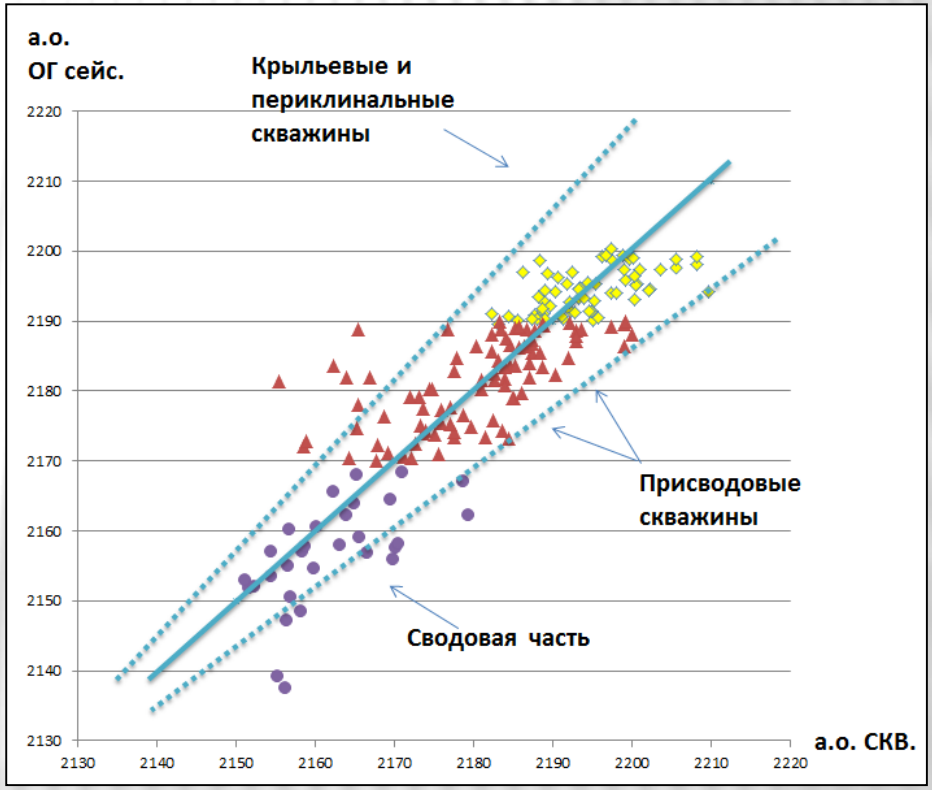

КУПОЛ 1
КУПОЛ 2
КУПОЛ 3
ВНК -2179м
ВНК -2171м
ВНК -2158м
A
B1
B2

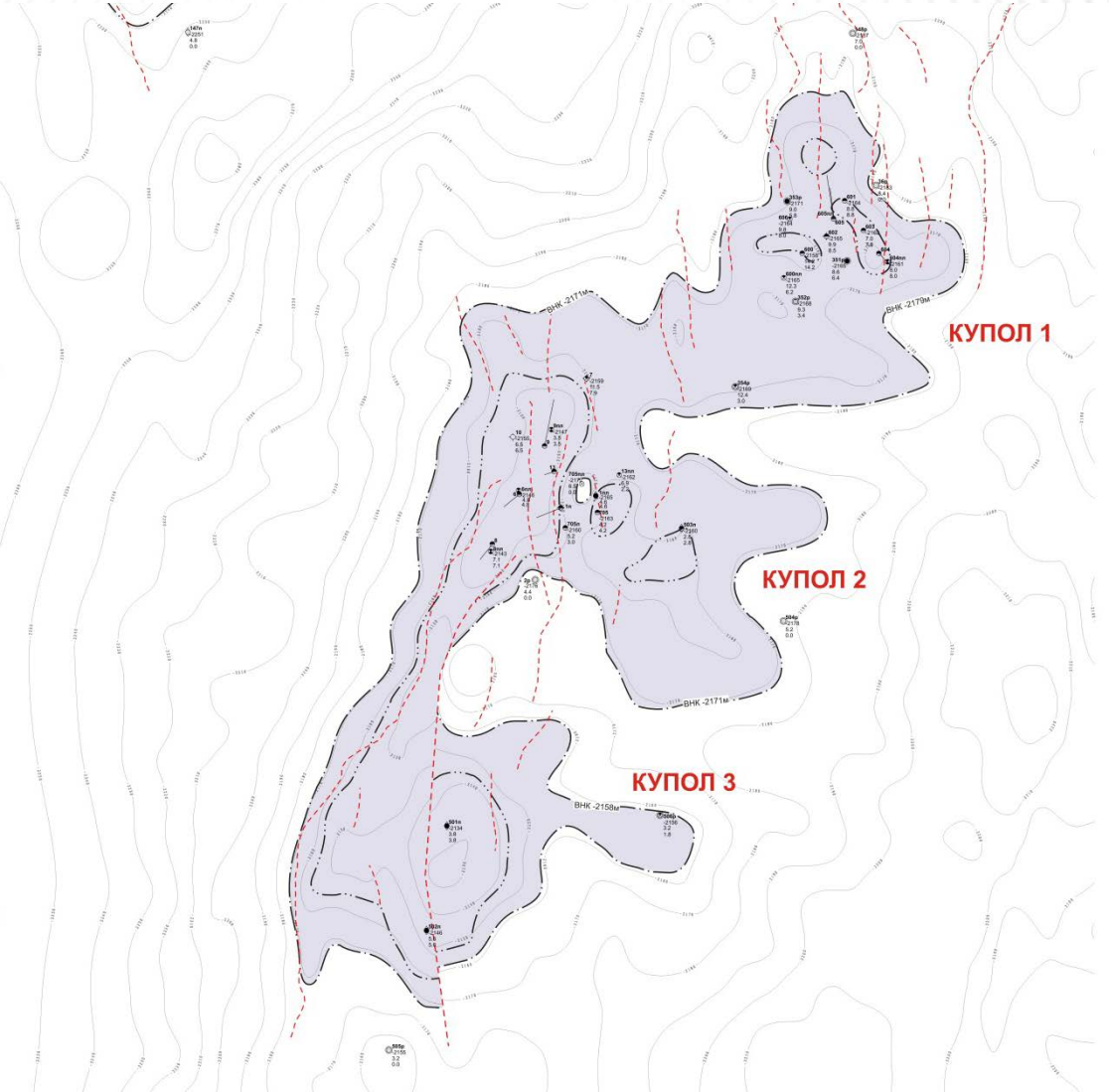
СОПОСТАВЛЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ ОТМЕТОК ПО ОГ И СКВАЖИННЫМ ДАННЫМ

БС 10



Ю0




КУПОЛ 1
КУПОЛ 2
КУПОЛ 3
ВНК -2171м
ВНК -2179м
ВНК -2171м
ВНК -2158м

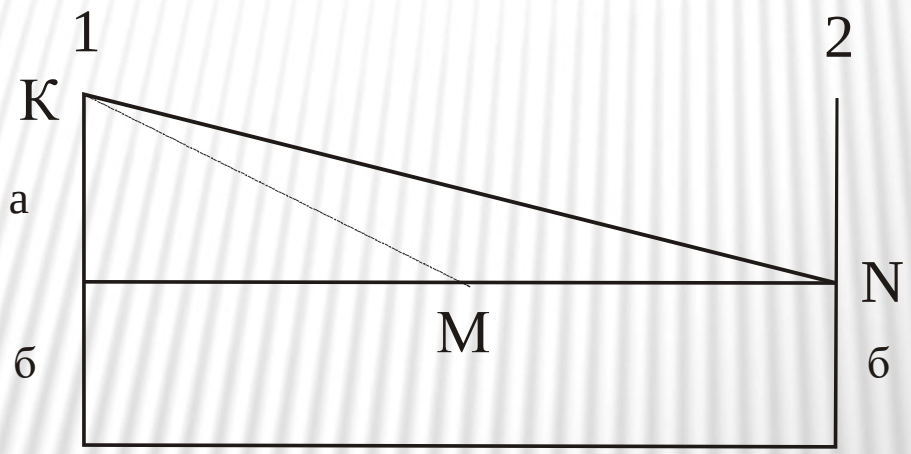
В изложенном выше нет особых новостей, поскольку в

« апрельских дополнениях» есть пункт 7б следующего содержания:

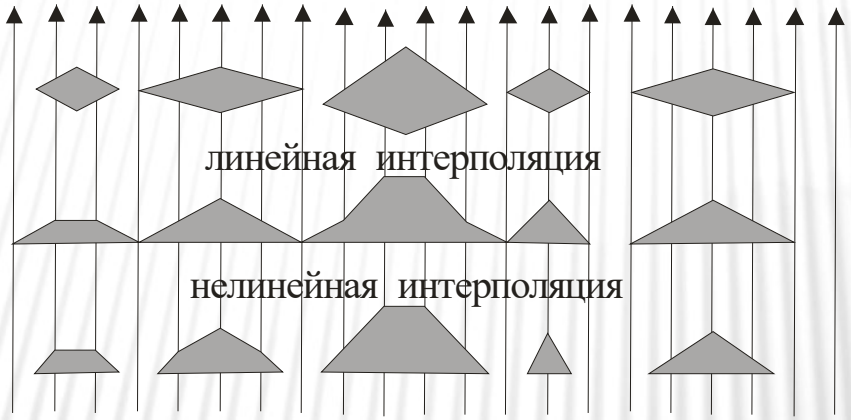
«На основании заключения государственной экспертизы запасов полезных ископаемых залежи могут объединятся в один объект для дальнейшего учета на основе принадлежности к одним стратиграфическим уровням (пластам)».

Отличие в нашем случае состоит в учете соотношения дифференцированной величины среднеквадратической ошибки структурной поверхности с высотой залежи на критических участках структуры.

СХЕМА ОБРАЗОВАНИЯ СИСТЕМАТИЧЕСКОГО РАСХОЖДЕНИЯ СУММАРНЫХ И ПЛАСТОВЫХ КАРТ



ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ СРАВНЕНИЕ СПОСОБОВ ИНТЕРПОЛЯЦИИ «ПО В.А. БАДЬЯНОВУ»



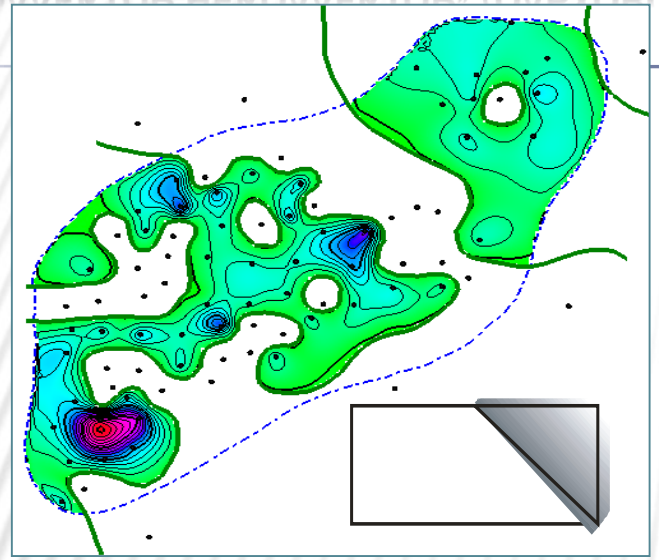
$S_{ист.} = 88{,}0$ см^2;

$S_{ср.} = 87{,}3$ см^2; $\Delta_S = -0{,}8\%$

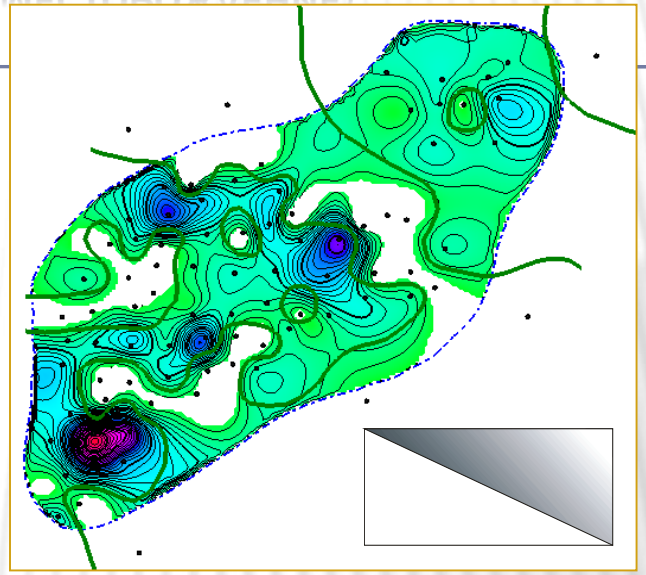
$S_{лин.} = 88{,}4$ см^2; $\Delta_S = +0{,}4\%$

$S_{нелин.} = 77{,}7$ см^2; $\Delta_S = -18{,}5\%$

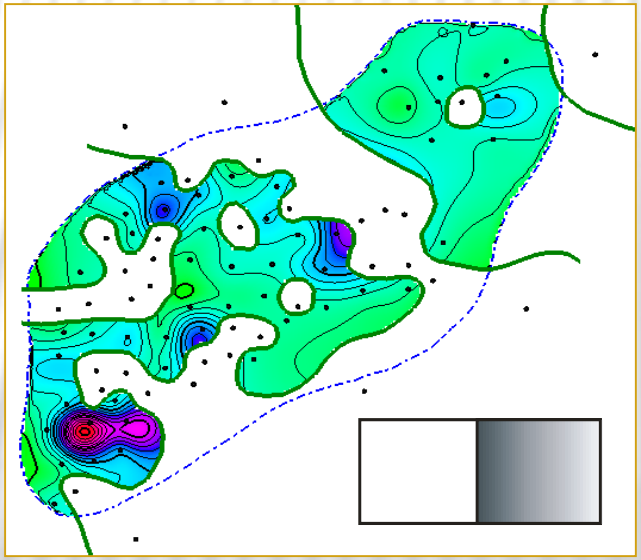
ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ ОБЪЕМОВ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ РАЗНЫХ МОДЕЛЯХ ПЕРЕХОДОВ «КОЛЛЕКТОР-НЕКОЛЛЕКТОР» (ОЛЬХОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ).



а

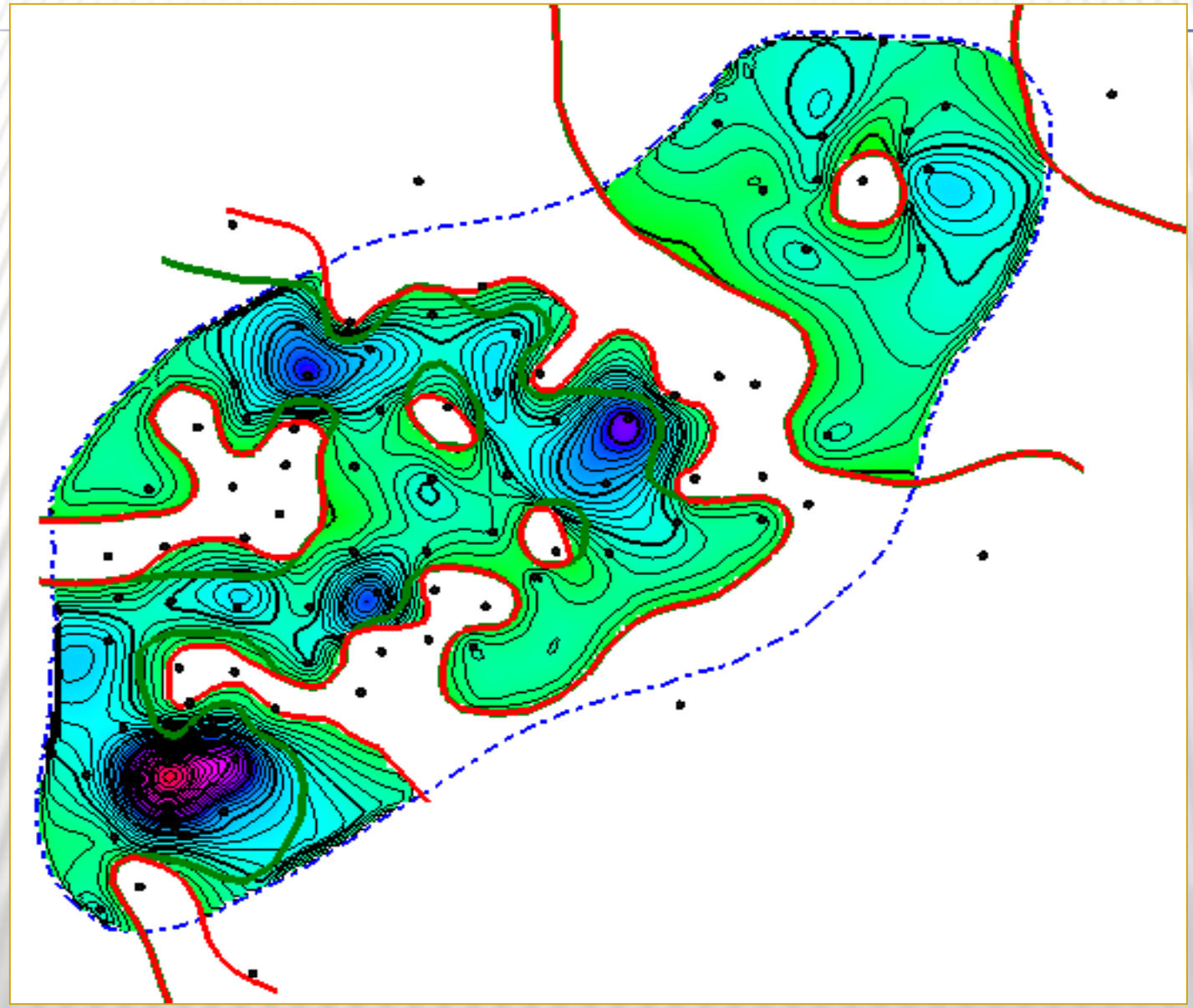


б

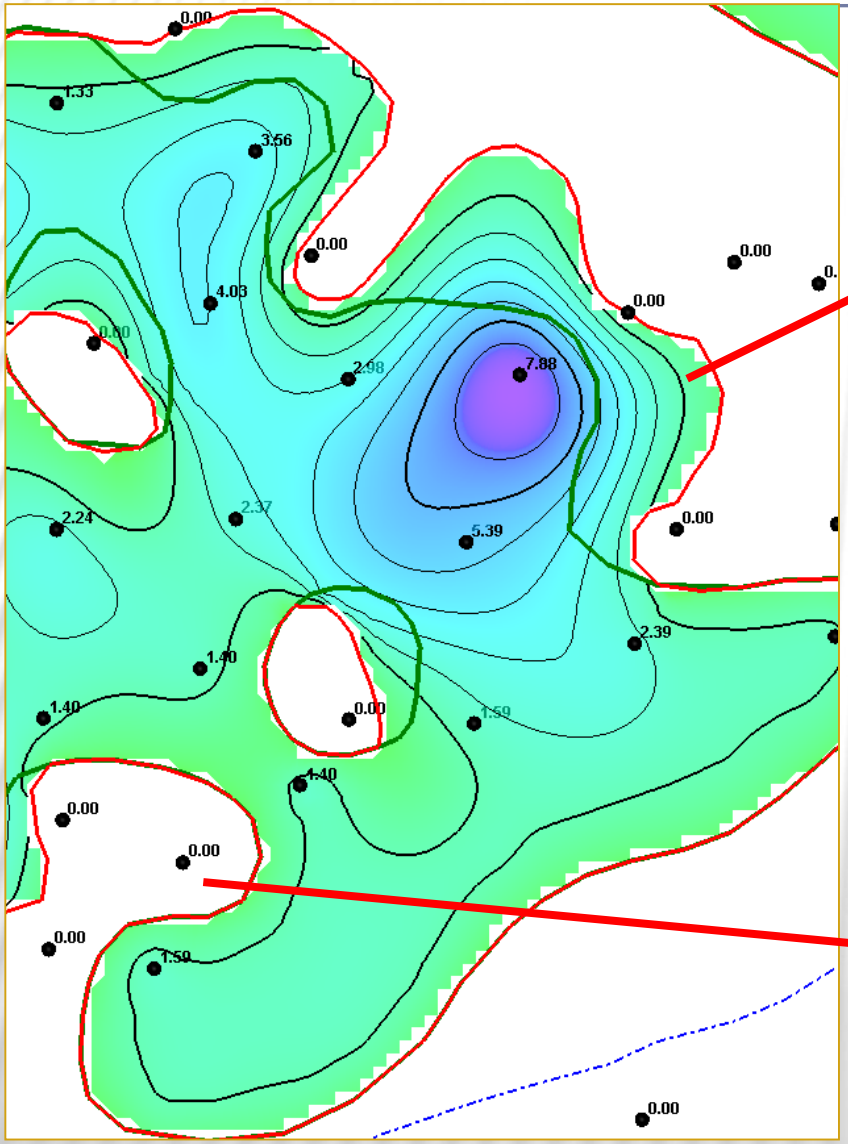


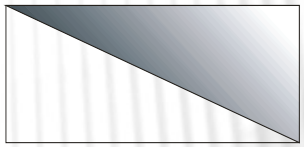
в

КАРТА ТОЛЩИН, ПОСТРОЕННАЯ ПО ОПТИМАЛЬНОМУ ВАРИАНТУ ГЕОМЕТРИЗАЦИИ



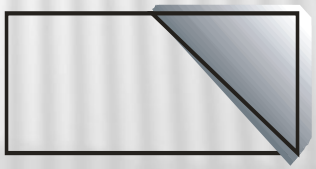
ФРАГМЕНТ КАРТЫ ОПТИМАЛЬНОЙ ГЕОМЕТРИЗАЦИИ ПО МОДЕЛЯМ А И Б (ОЛЬХОВСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ)



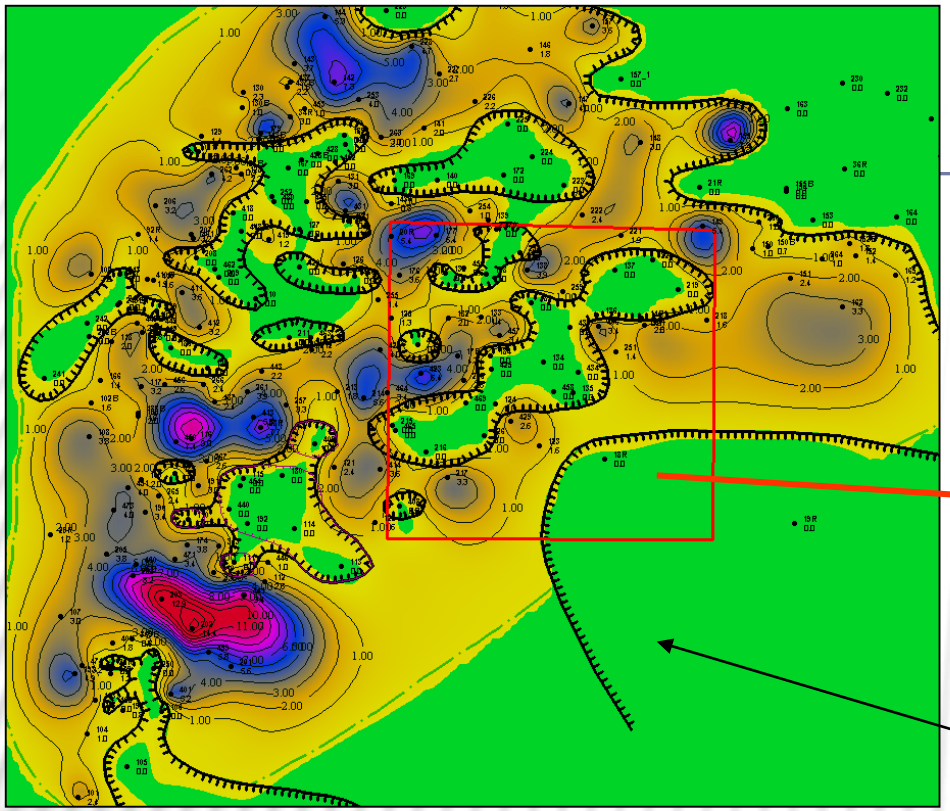


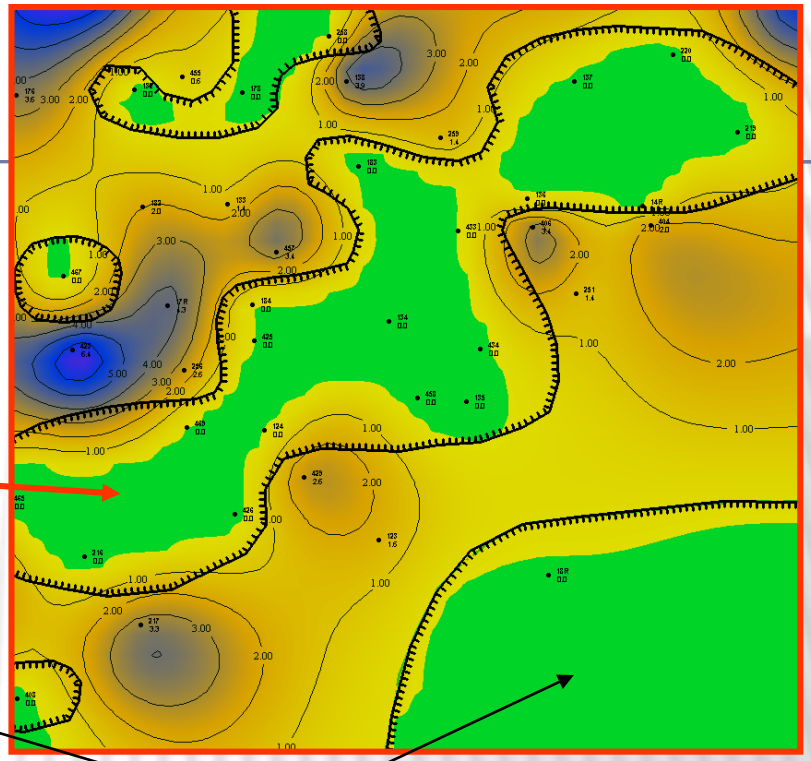
б

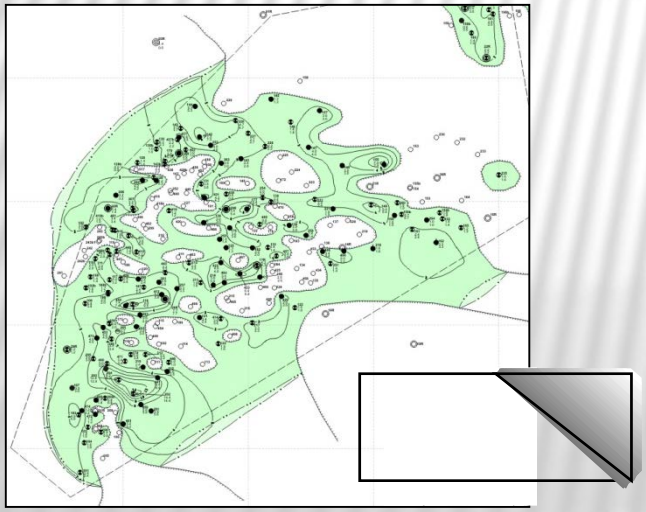
Объем коллектора по модели **а,** тыс.м3	Объем коллектора по модели **б,** тыс.м3	расхождение
50498	63081	25%



а







Линейная интерполяция

Нефтенасыщенный объем – 49785 тыс.м^3

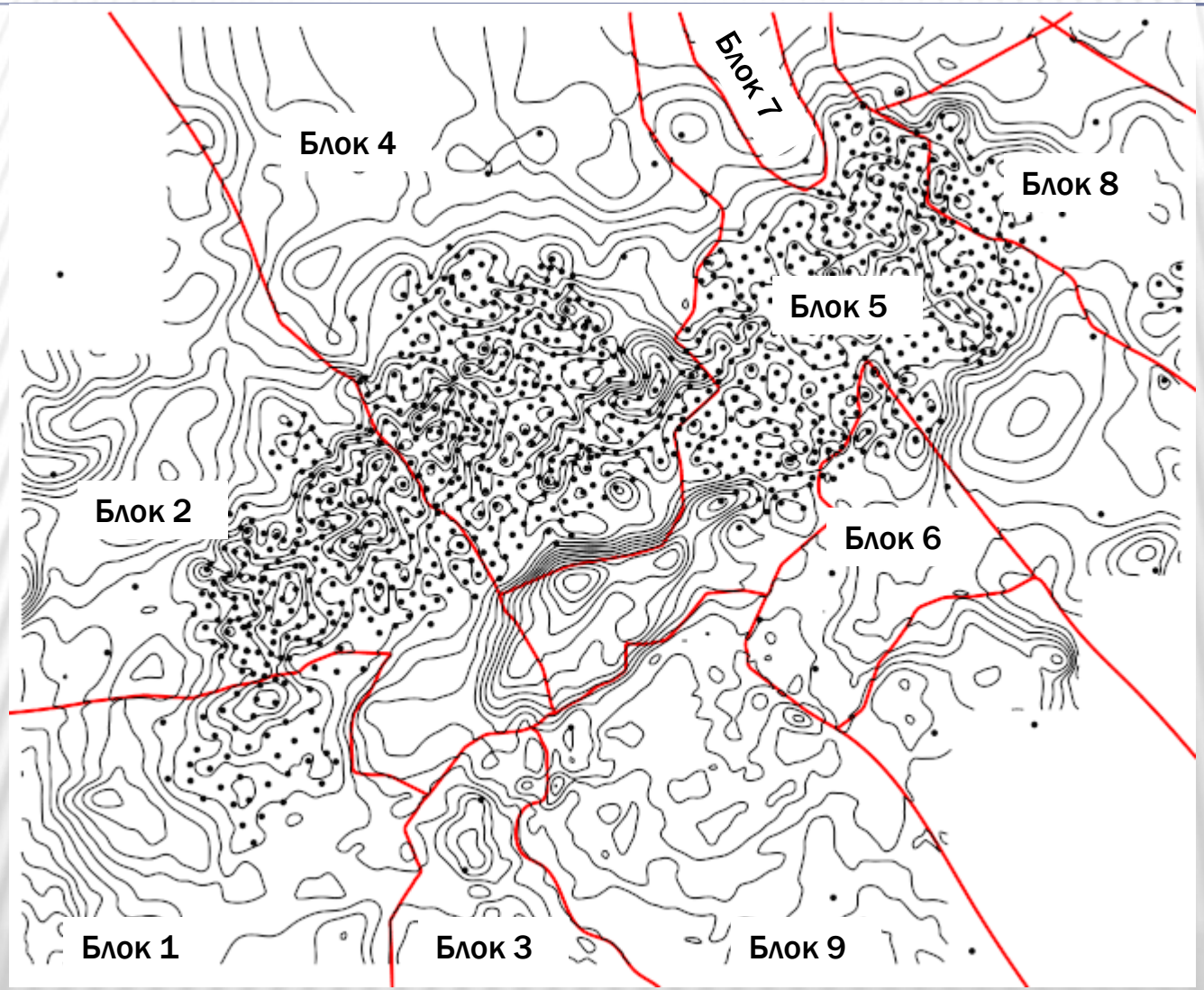
(+11%)

В выборе модели перехода «коллектор-неколлектор» большую роль могут играть карты эффективных толщин продуктивных пластов и группы смежных пластов.

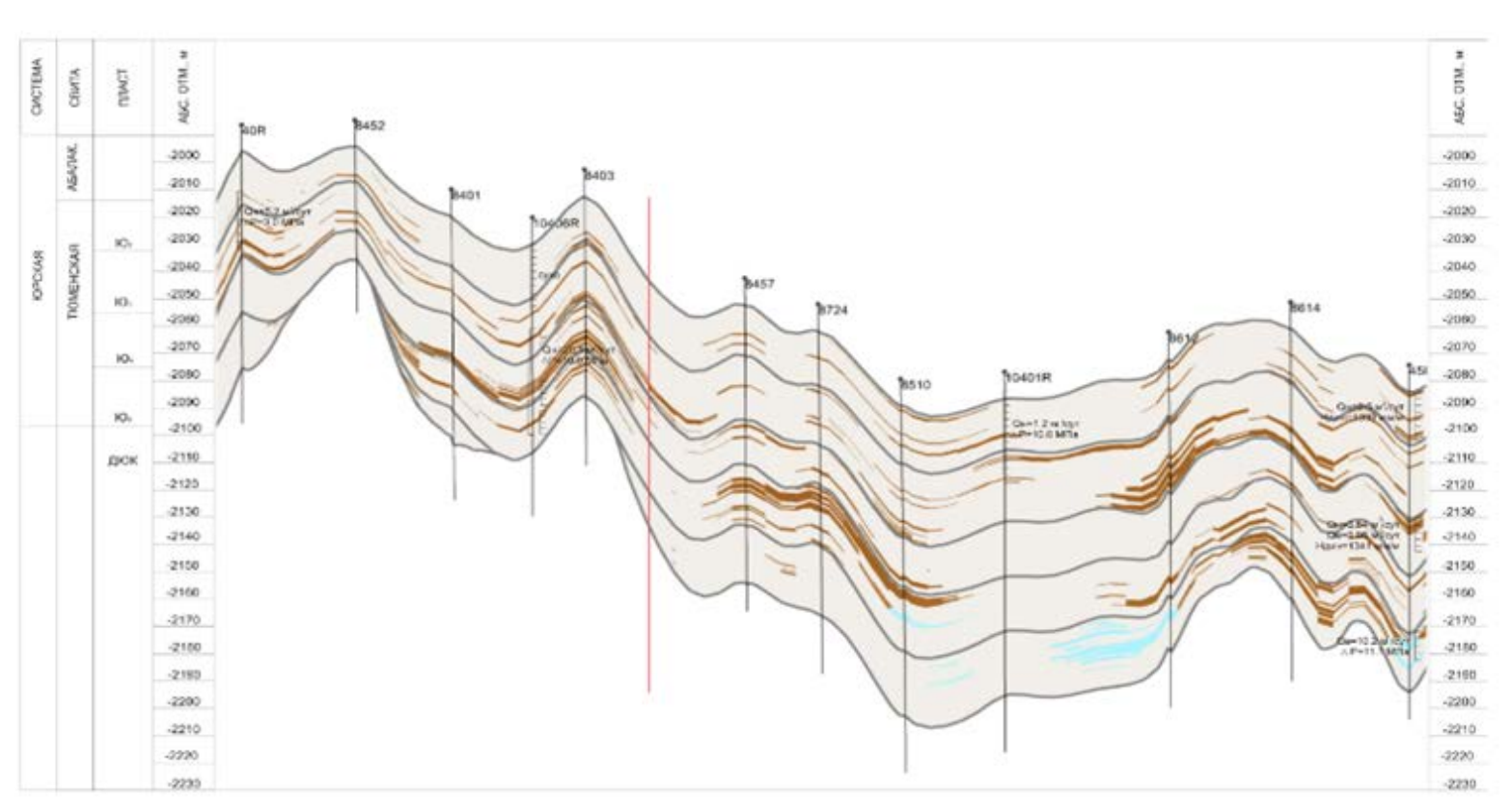
К сожалению, такие карты часто совмещаются с картами нефтенасыщенных толщин и едва выходят за контуры залежей. А надо, чтобы они закрывали весь ЛУ и по возможности выходили за его пределы. Только по таким картам можно надежно определять тренды развития коллекторов для оптимизации моделей геометризации объемов.

УКРУПНЕНИЕ ПОДСЧЕТНЫХ ОБЪЕКТОВ

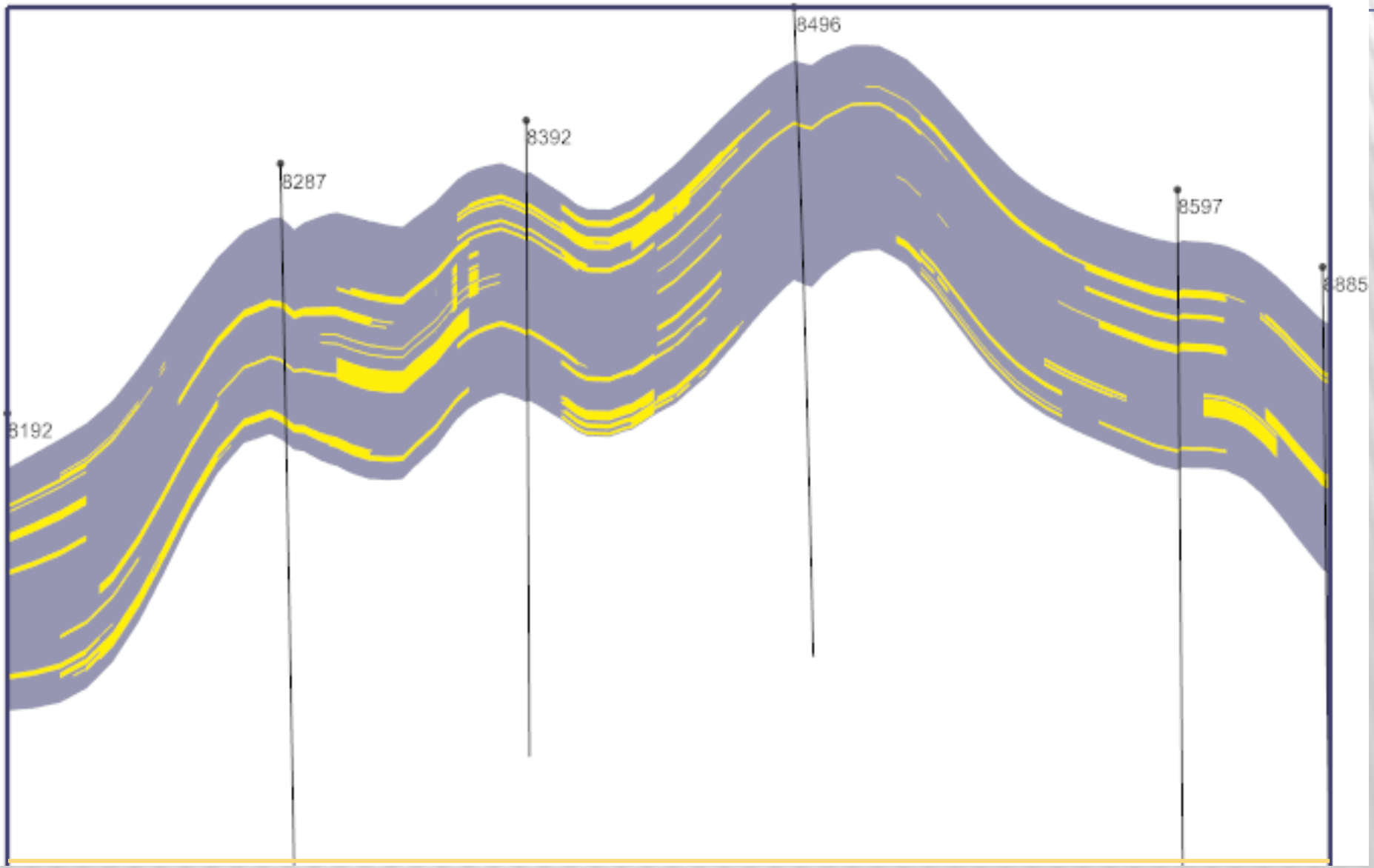
Схема расположения блоков на месторождении



Геологический разрез пластов тюменской свиты



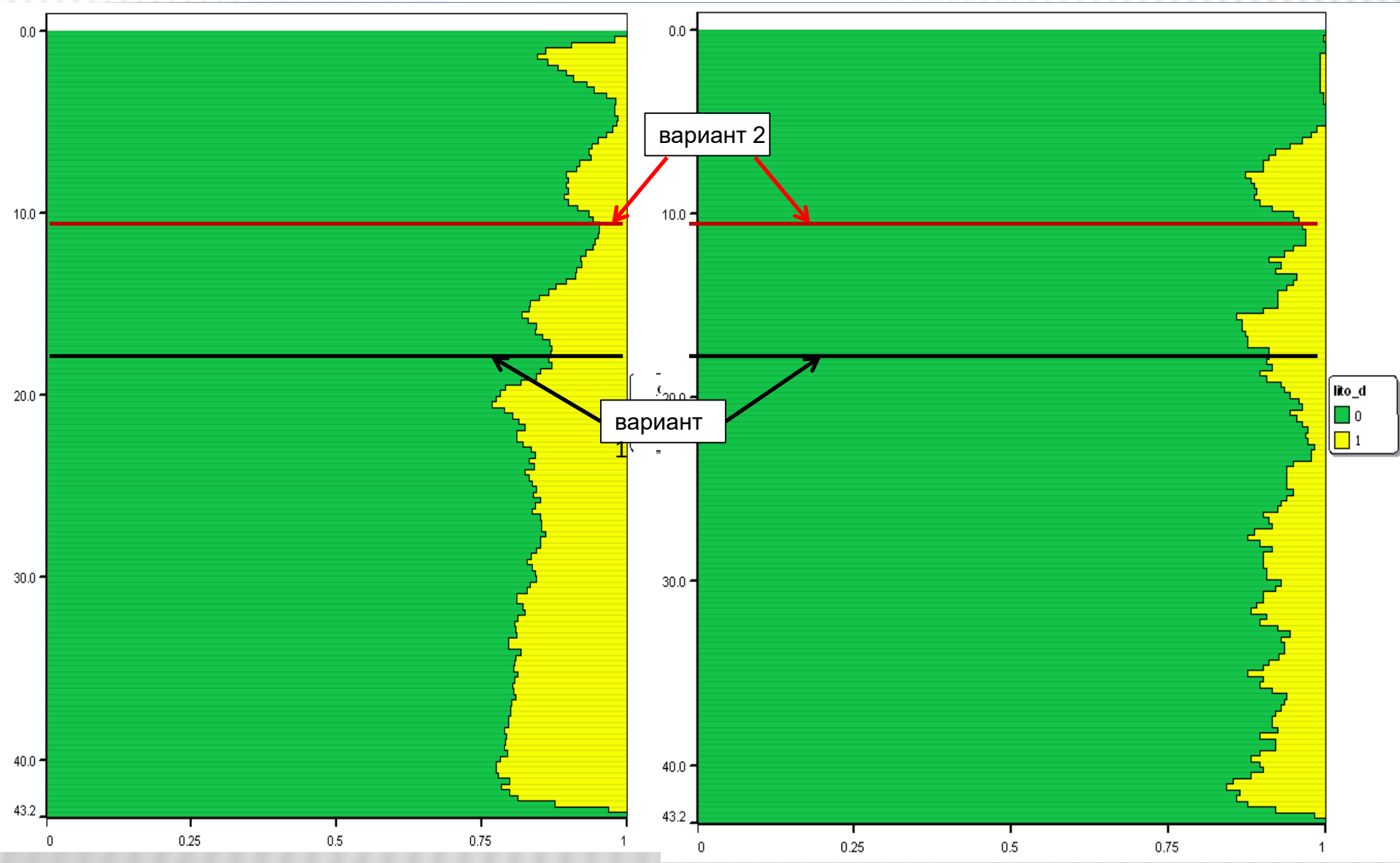
ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ



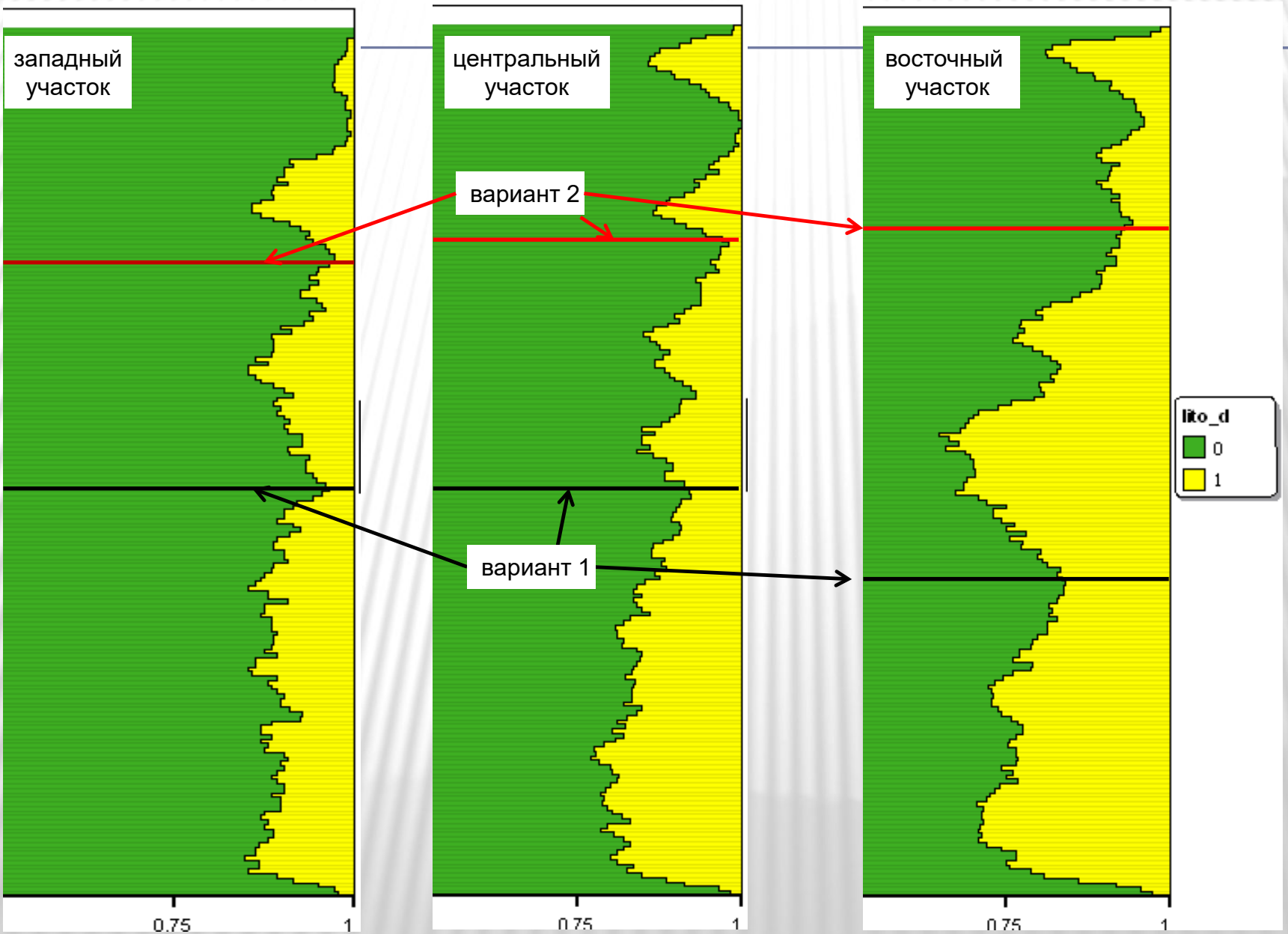
ГЕОЛОГО-СТАТИСТИЧЕСКИЕ РАЗРЕЗЫ ПЛАСТОВ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ

ГСР по пласту

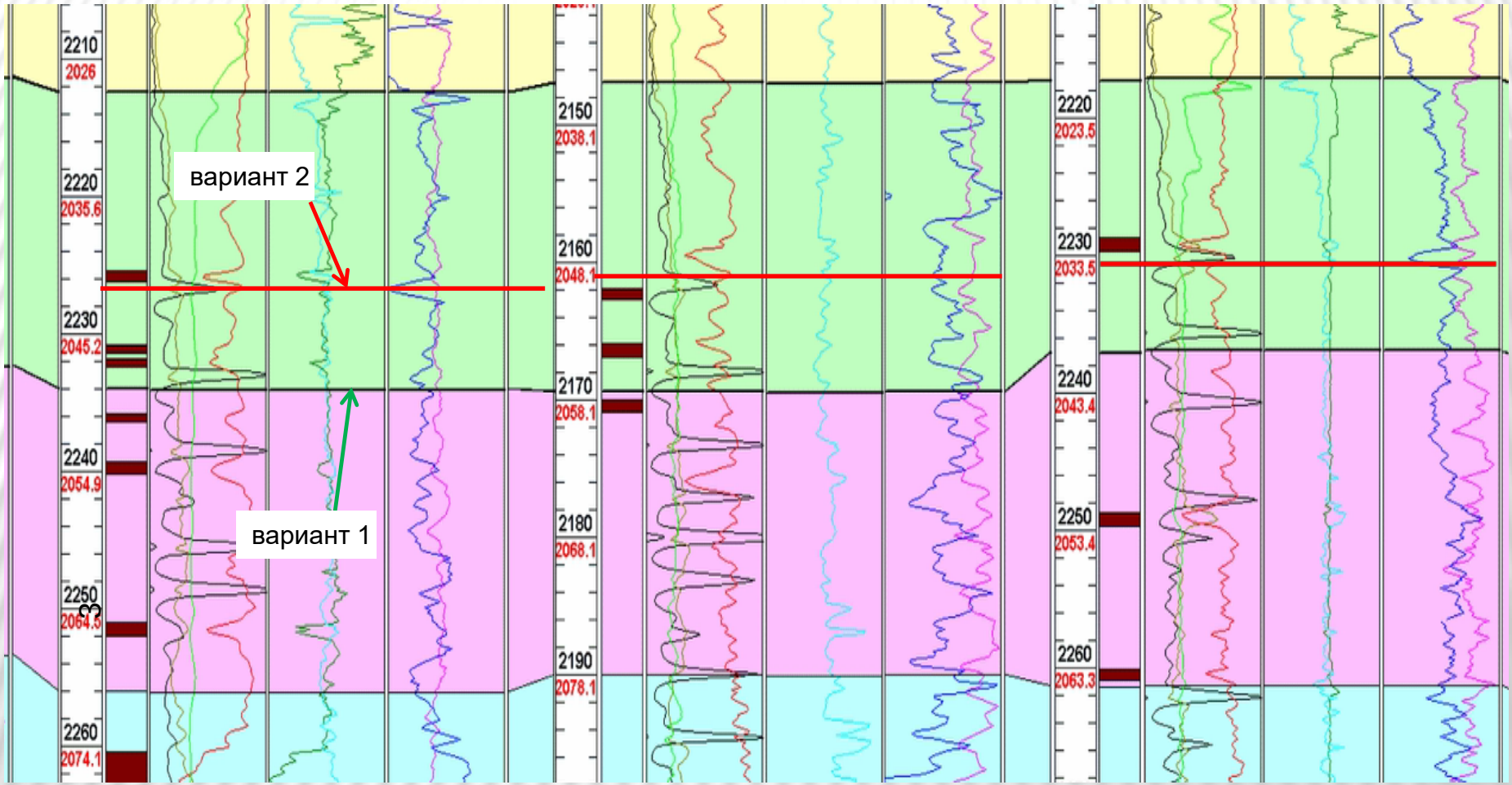
ГСР по 2 блоку



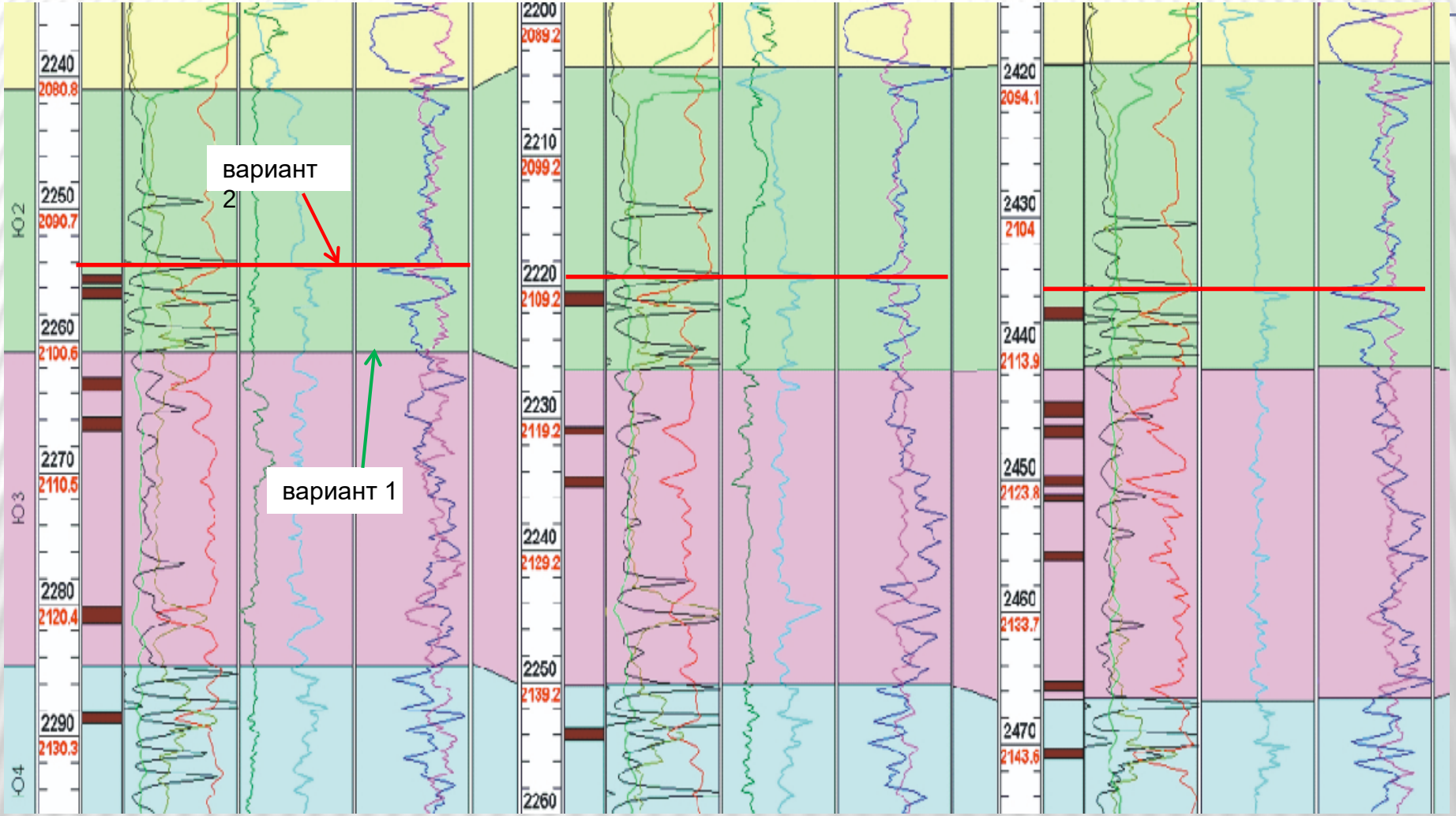
ГЕОЛОГО-СТАТИСТИЧЕСКИЕ РАЗРЕЗЫ ПЛАСТОВ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ



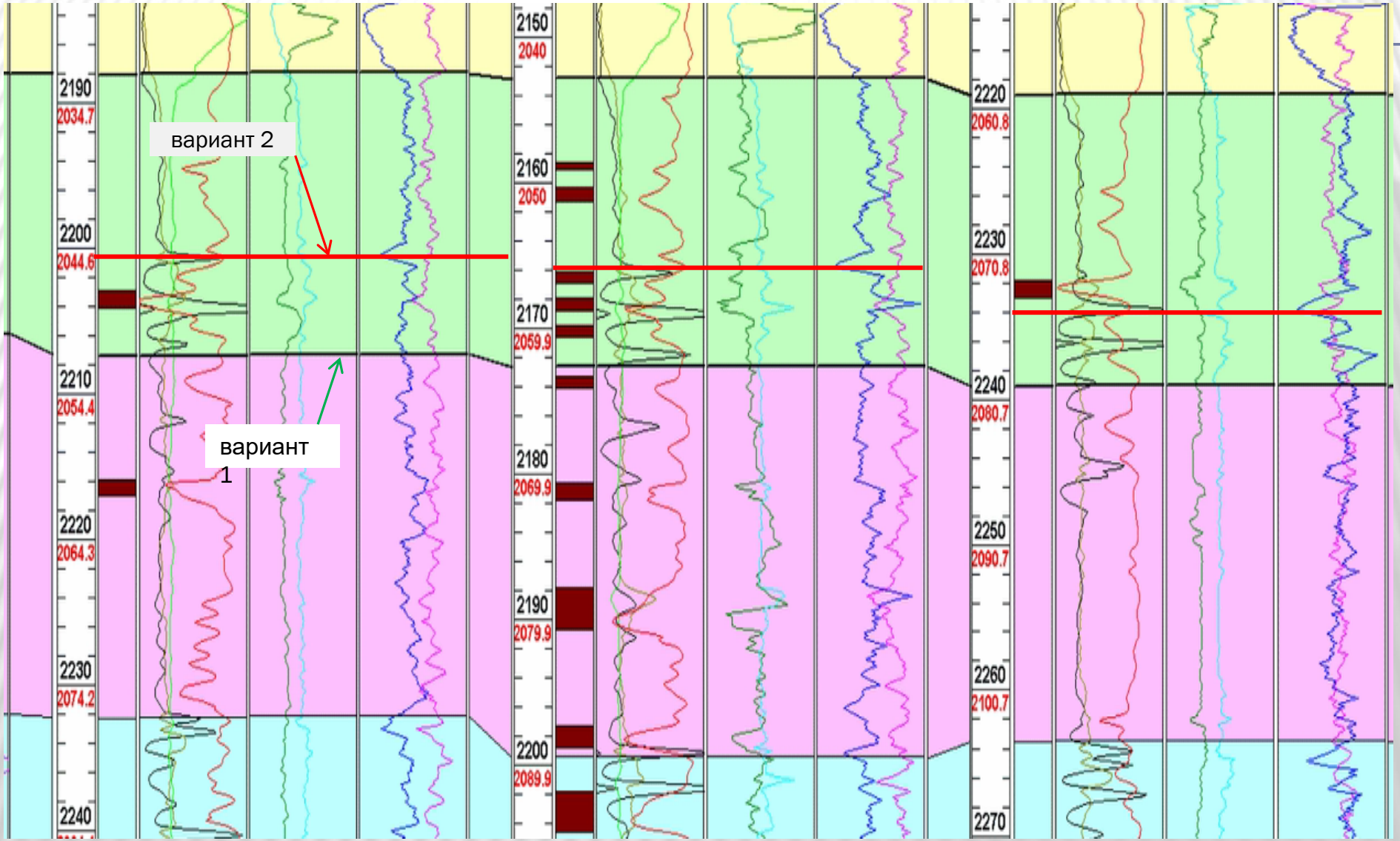
Фрагмент схемы корреляции пластов



Фрагмент схемы корреляции пластов

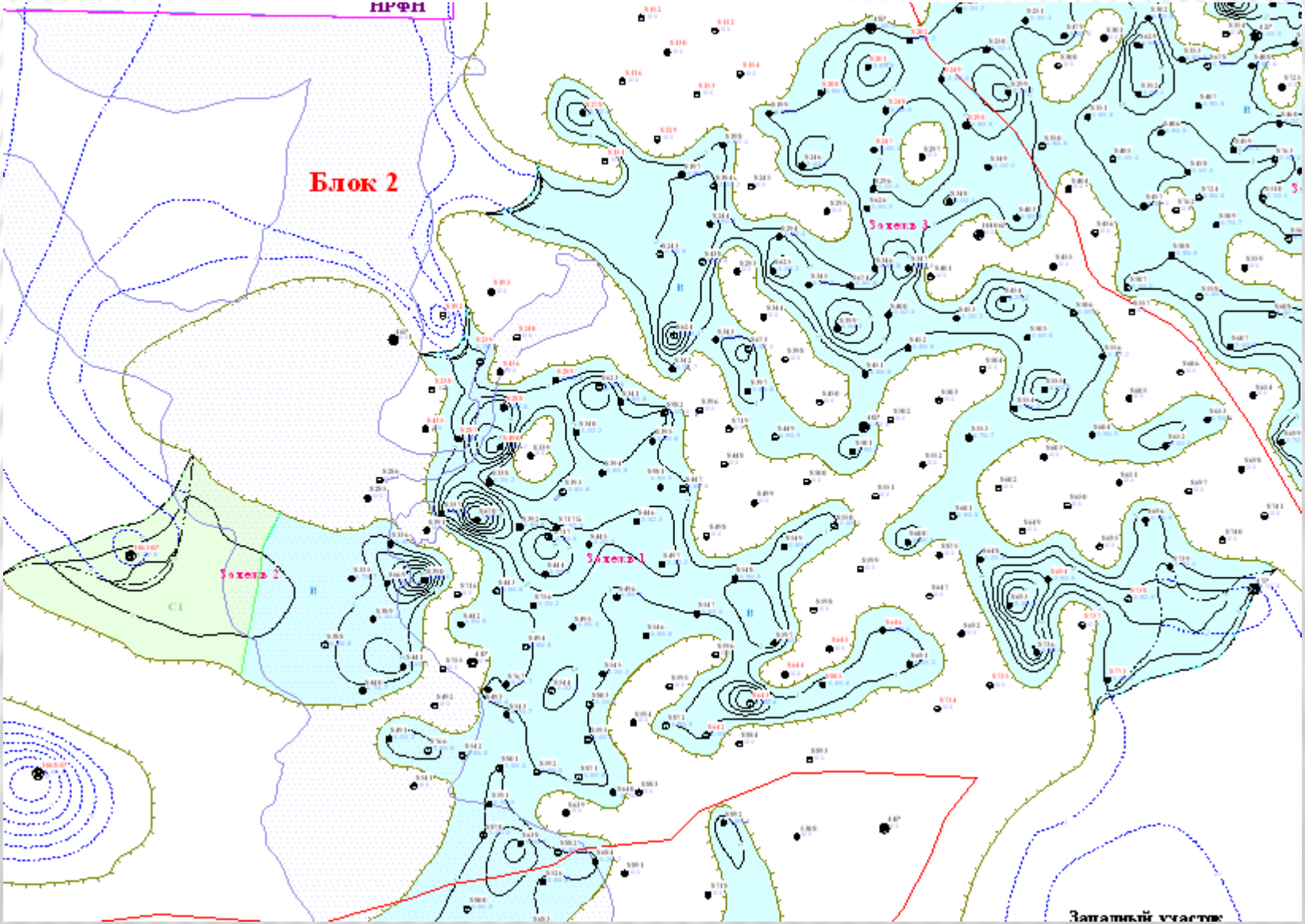


ФРАГМЕНТ СХЕМЫ КОРРЕЛЯЦИИ ПЛАСТОВ

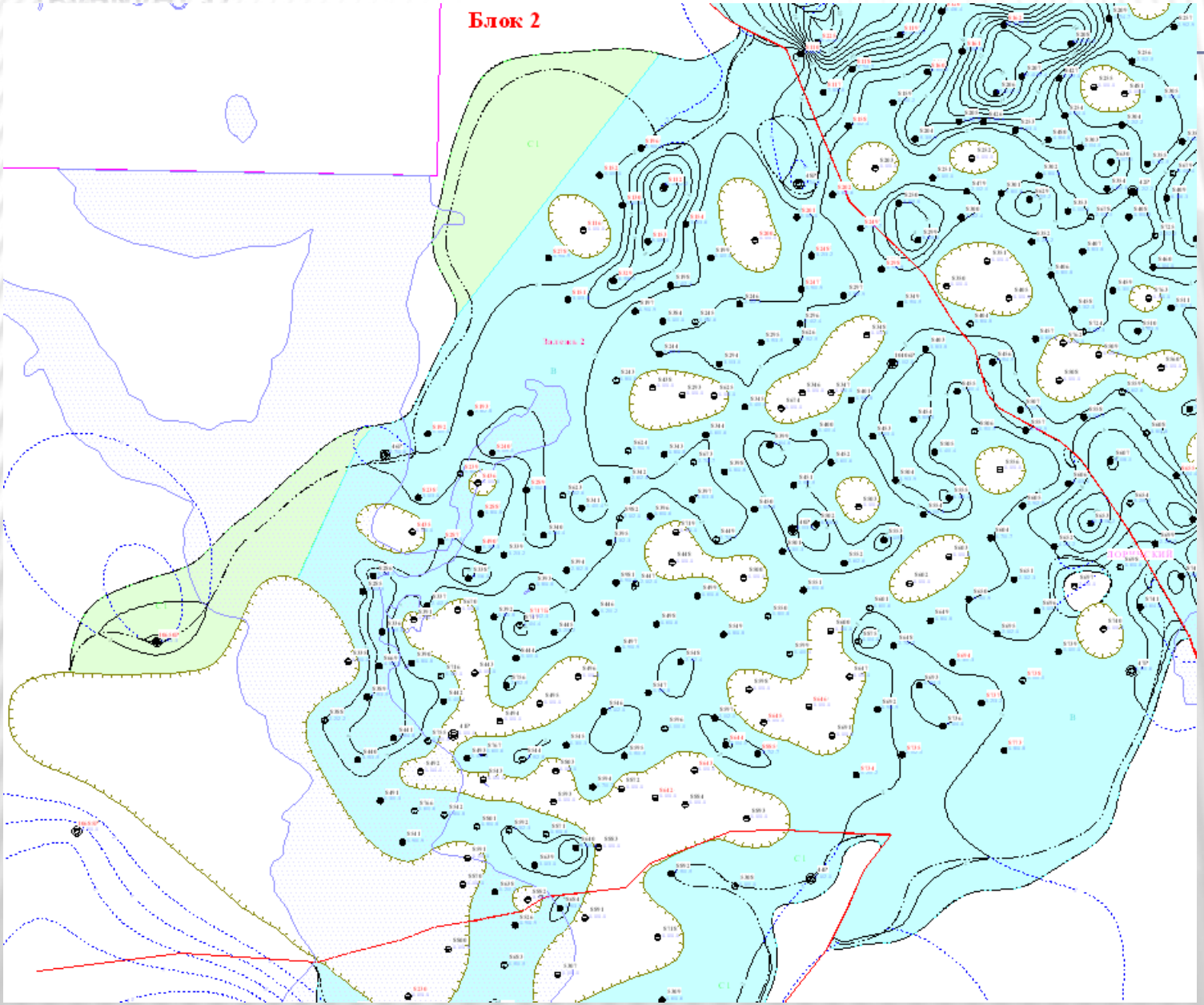


ФРАГМЕНТ СХЕМЫ КОРРЕЛЯЦИИ ПЛАСТОВ

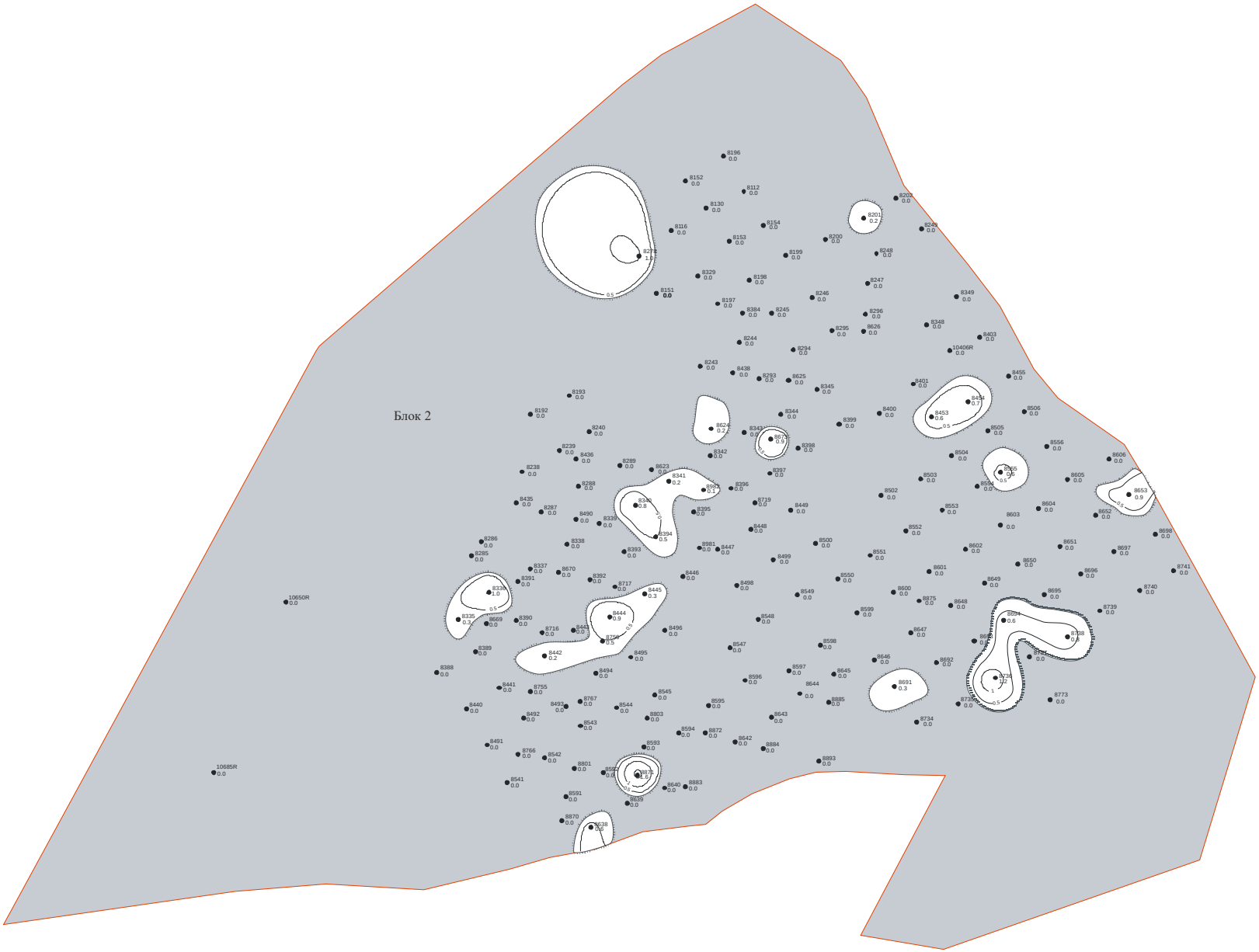
КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ И ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН ВЕРХНЕГО ПРОПЛАСТКА (ВАРИАНТ 1)



КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ И ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН НИЖНЕГО ПРОПЛАСТКА (ВАРИАНТ 1)



КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ И ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН ВЕРХНЕГО ПРОПЛАСТКА (ВАРИАНТ 2)



КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ И ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН НИЖНЕГО ПРОПЛАСТКА (ВАРИАНТ 2)

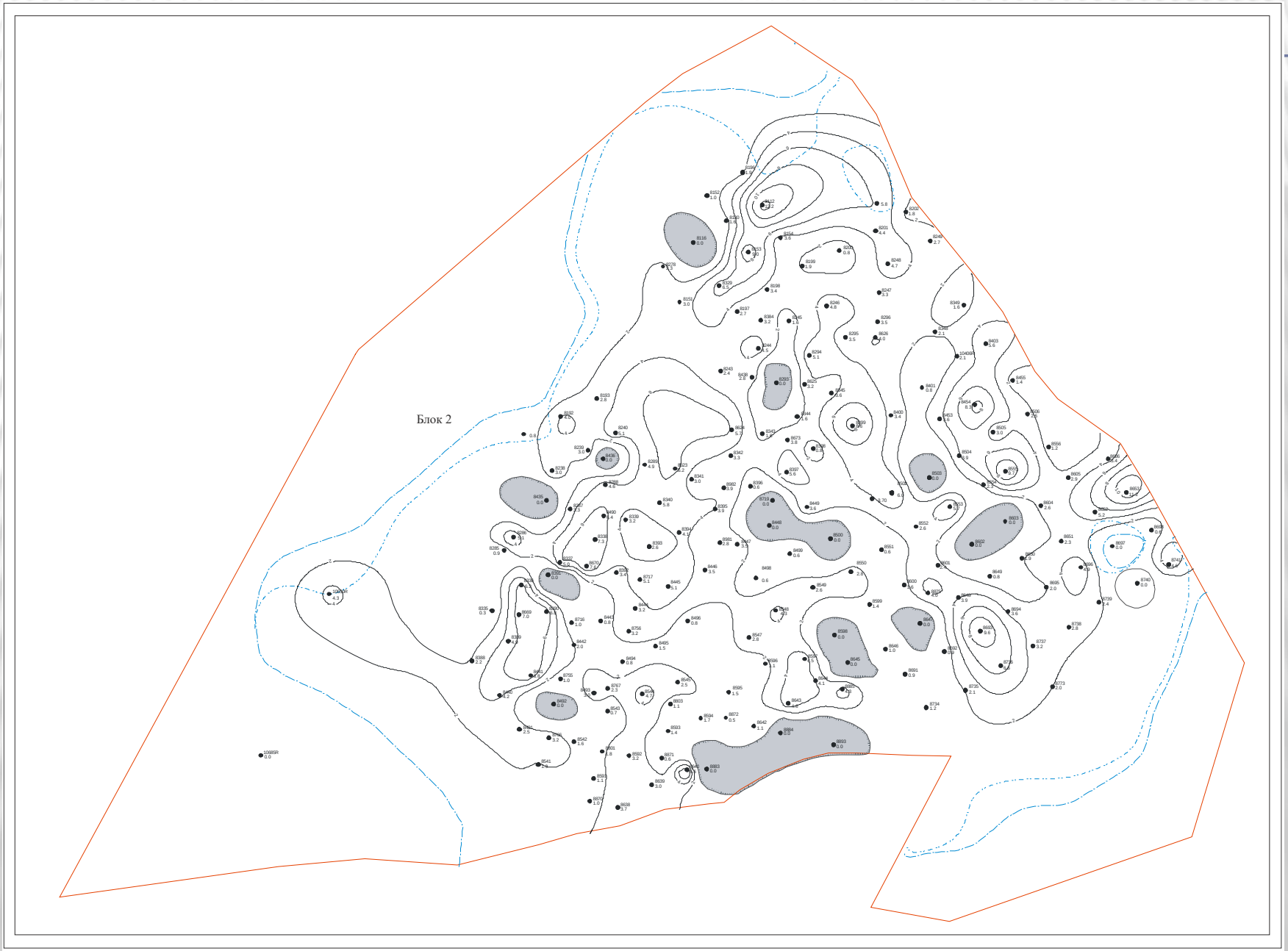
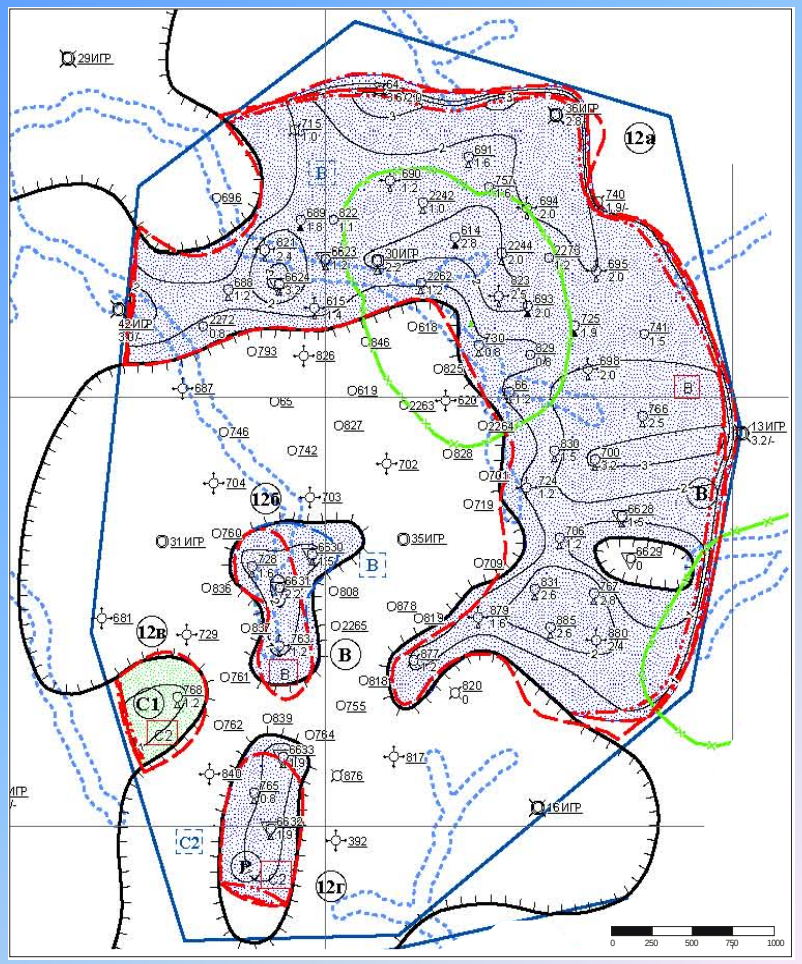


Таблица сравнения запасов по двум вариантам модели

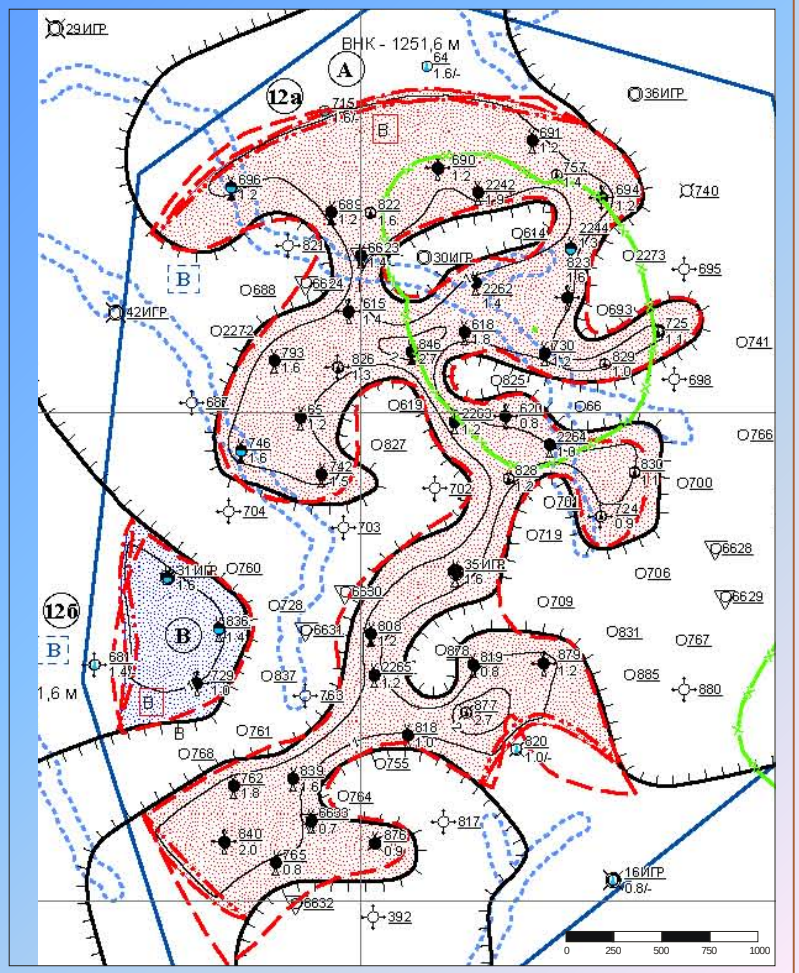
Пласт	Объем нефтенасыщенных пород по варианту 1	Объем нефтенасыщенных пород по варианту 2	Расхождение, %
$Ю_2$	32345	5325	-84%
$Ю_3$	81387	125566	54%
Всего по пластам $Ю_2$+$Ю_3$:	**113732**	**130891**	**15%**

Пример одного из месторождений Башкирии

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин тульских отложений нижнего карбона пласта C_IV (залежь 12)

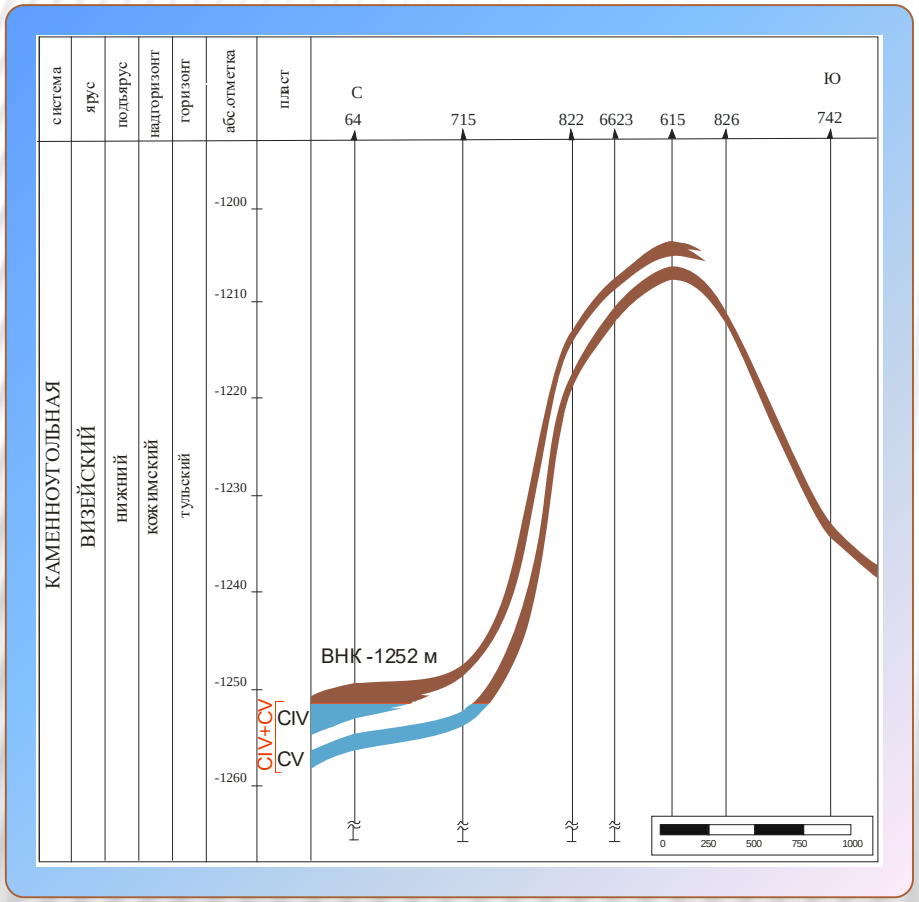


Карта эффективных нефтенасыщенных толщин тульских отложений нижнего карбона пласта C_V (залежь 12)

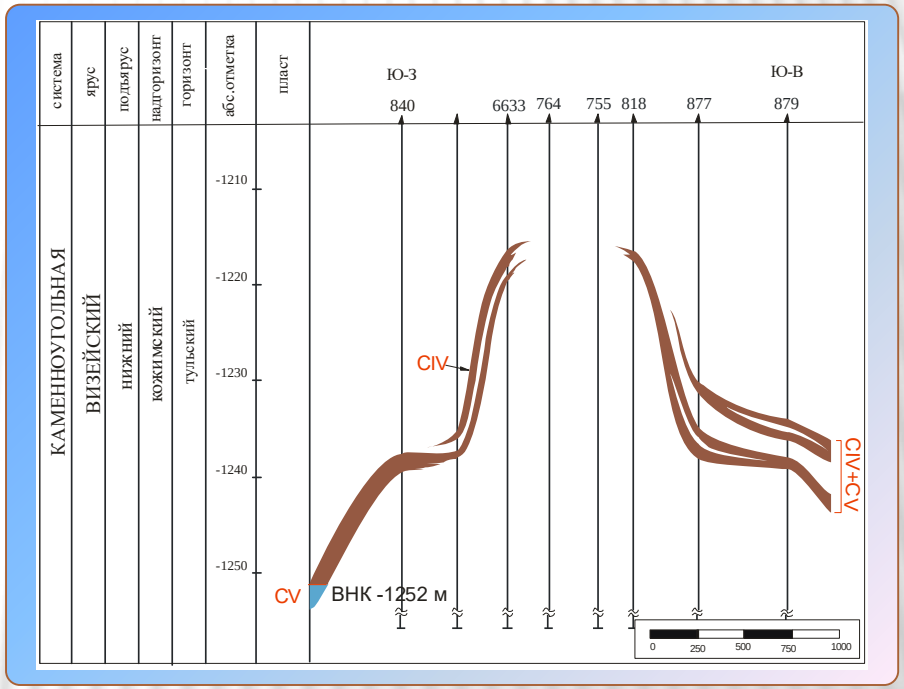


Пример одного из месторождений Башкирии

Геологический профиль по линии I-I пластов C_IV+C_V (залежь 12)



Геологический профиль по линии II-II пластов C_IV+C_V (залежь 12)

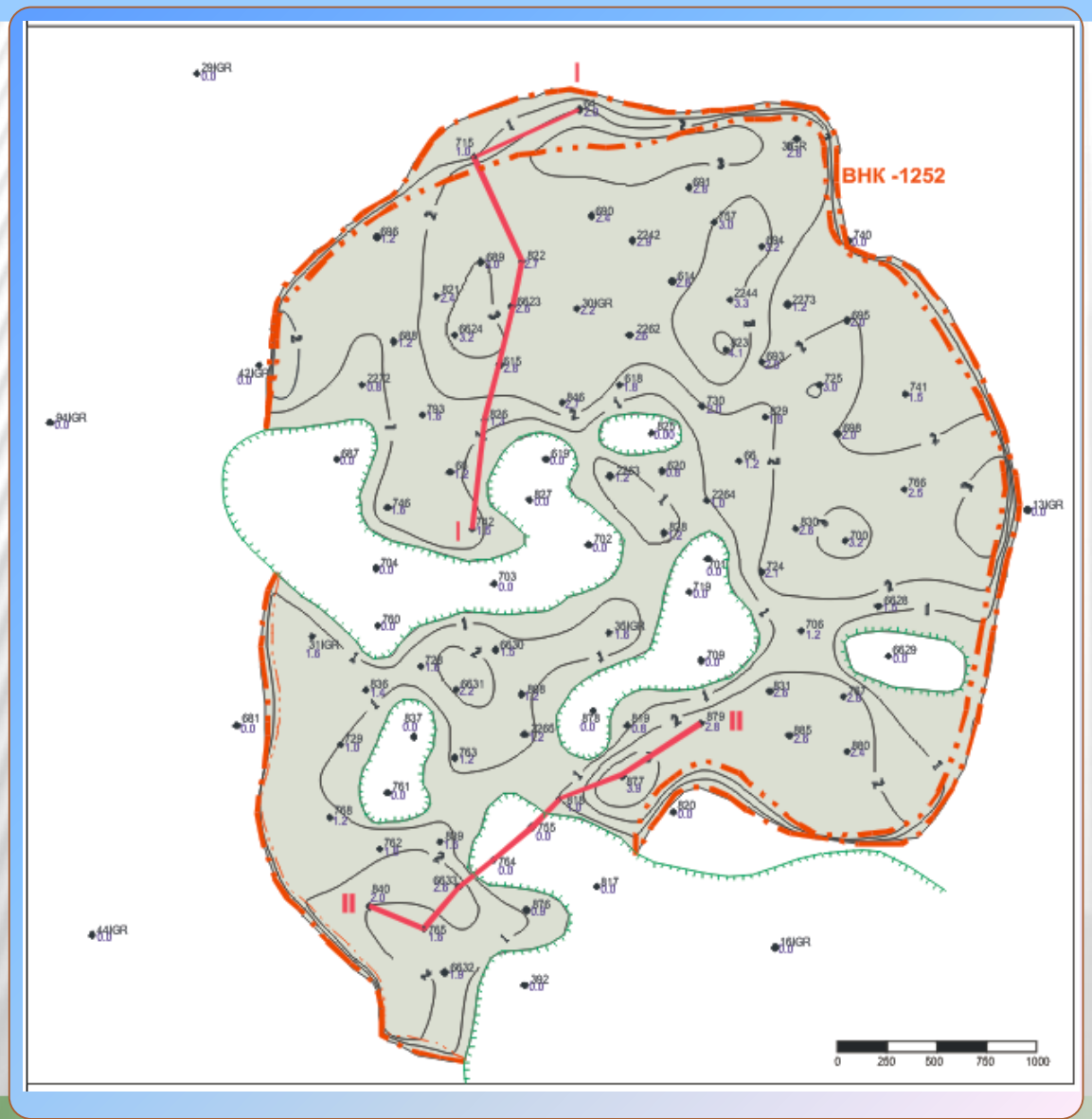


Условные обозначения

- Нефтенасыщенный коллектор
- Водонасыщенный коллектор
- Неколлектор
- Границы пластов
- ВНК

Пример одного из месторождений Башкирии

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин тульских отложений нижнего карбона пласта C_IV+C_V (залежь 12)



Условные обозначения

718 Номер скважины
8.8 Эффективная нефтенасыщенная толщина

– Внешний контур нефтеносности

– Внутренний контур нефтеносности

– Изопахиты

– Зона отсутствия коллектора

– Линии профилей

Таблица сравнения запасов по двум вариантам модели

Вариант модели	Пласт	Площадь нефте-носности, тыс. м2	Средняя толщина нефте-носных пород, м	Объем нефтеносных пород, тыс. м3	Коэффициент			Плотность нефти, г/см^3	Геологические запасы нефти, тыс. т
					порис-тости	нефте-насыщен-ности	перес-четный		
Вариант 1	**Пласт CIV, залежь 12**								
		7650	1.5	11366	0.21	0.84	0.935	0.893	1674
	Пласт CV, залежь 12								
		5587	1.0	5776	0.18	0.77	0.935	0.893	668
	ВСЕГО	**11346**	**1.5**	**17142**	**0.20**	**0.818**	**0.935**	**0.893**	**2342**
Вариант 2	**Пласт CIV+CV, залежь 12**								
		10887	**1.8**	**19597**	**0.20**	**0.82**	**0.935**	**0.893**	**2683**
абс.разница		-459	0.3	2455					341
разница %		**-4**	**19**	**14**					**15**

Рациональная последовательность обоснования подсчетных объектов в толщах изменчивых коллекторов.

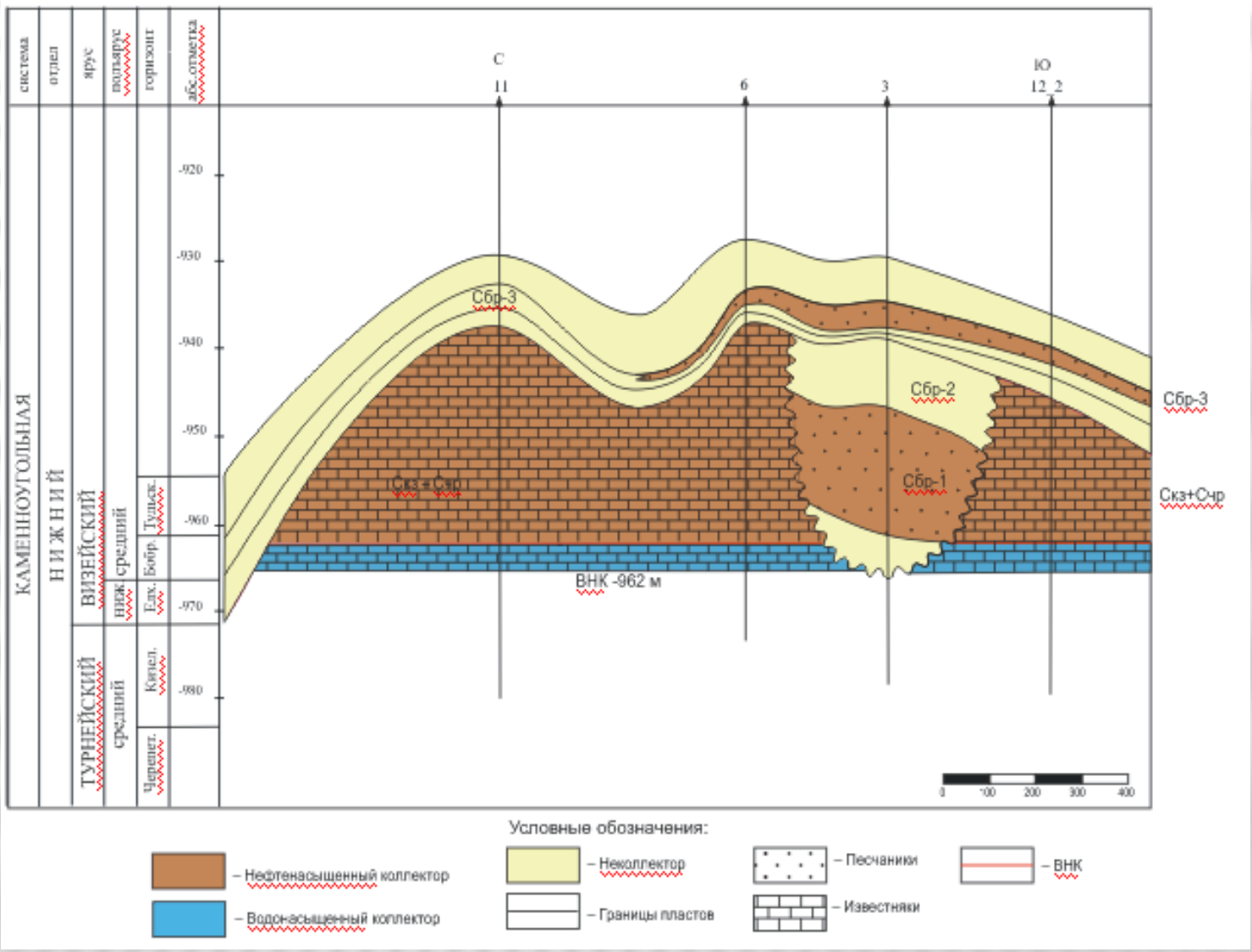
На первом этапе выявляются условия несовместимости смежных пластов в одном объекте: разные флюиды и разноуровневые флюидальные контакты, резкое различие в литологии коллекторов. Здесь вопрос однозначно решается в пользу обособления объектов.

В отсутствии первого фактора или при неоднозначном его проявление по внутриформационным критериям предпринимается расчленение толщи на условные объекты для наглядного представления их особенностей и выбора адекватного способа геометризации коллекторов (замещение, выклинивание).

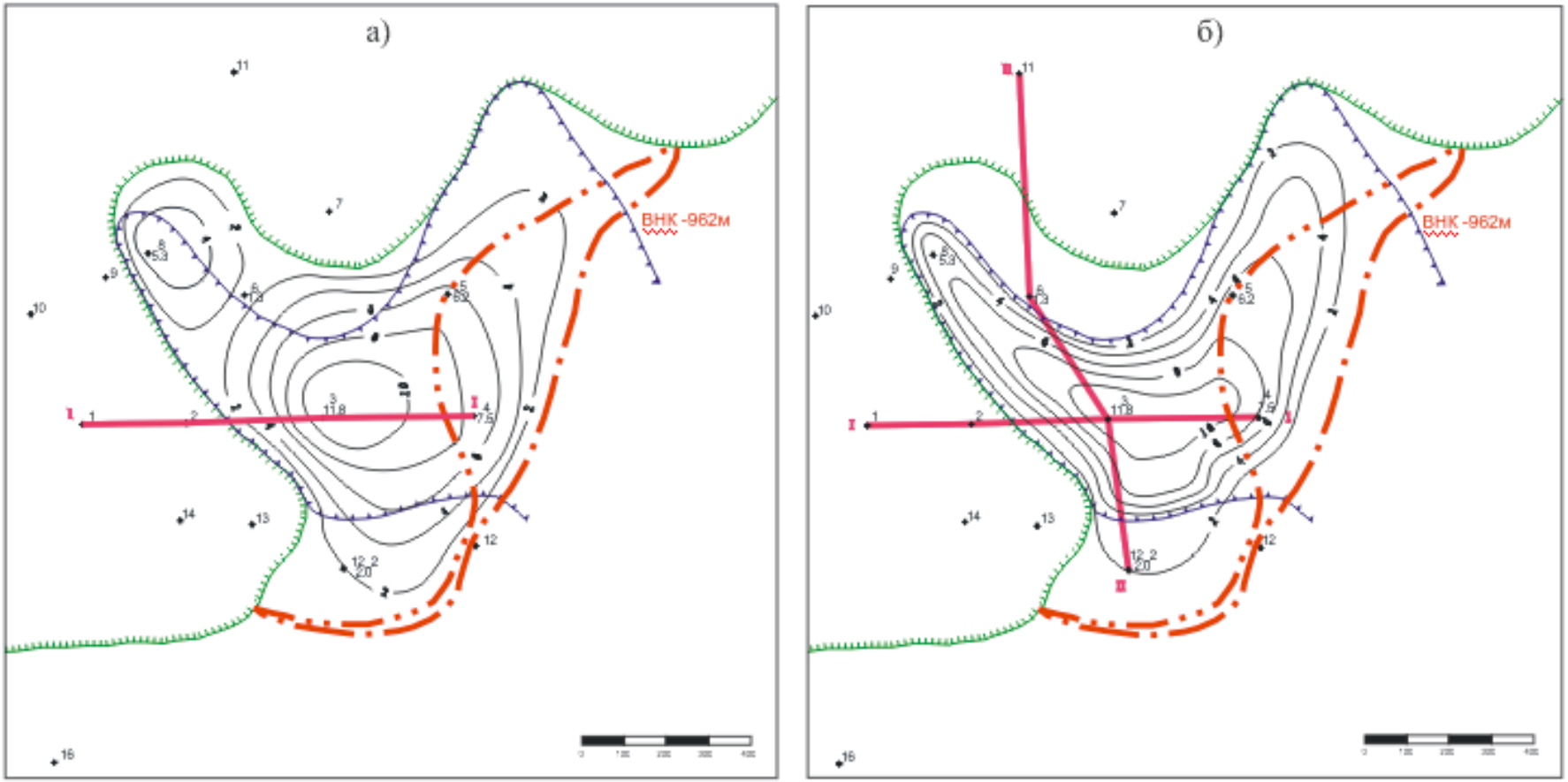
Рациональная геометризация по двумерным моделям наиболее наглядна для указанных целей. Ее результаты вносятся в трехмерную модель, а сами двумерные карты сохраняются как условие проверяемости определения объемов (сказанное относится и к картам свойств подсчетных объектов).

Принимается решение или о временном сохранении детальных объектов, или об их укрупнении с приближением к объемам эксплуатационного объекта.

Геологический профиль по линии II-II продуктивных пластов бобриковского горизонта нижнего карбона на примере одного из месторождений Татарии



Карта эффективных нефтенасыщенных толщин продуктивных пластов бобриковского горизонта нижнего карбона на примере одного из месторождений Татарии: а) без учета особенностей строения “вреза” б) с учетом



Условные обозначения:

490 Номер скважины
5.2 Эффективная нефтенасыщенная толщина

– Внешний контур нефтеносности

– Внутренний контур нефтеносности

– Изопахиты

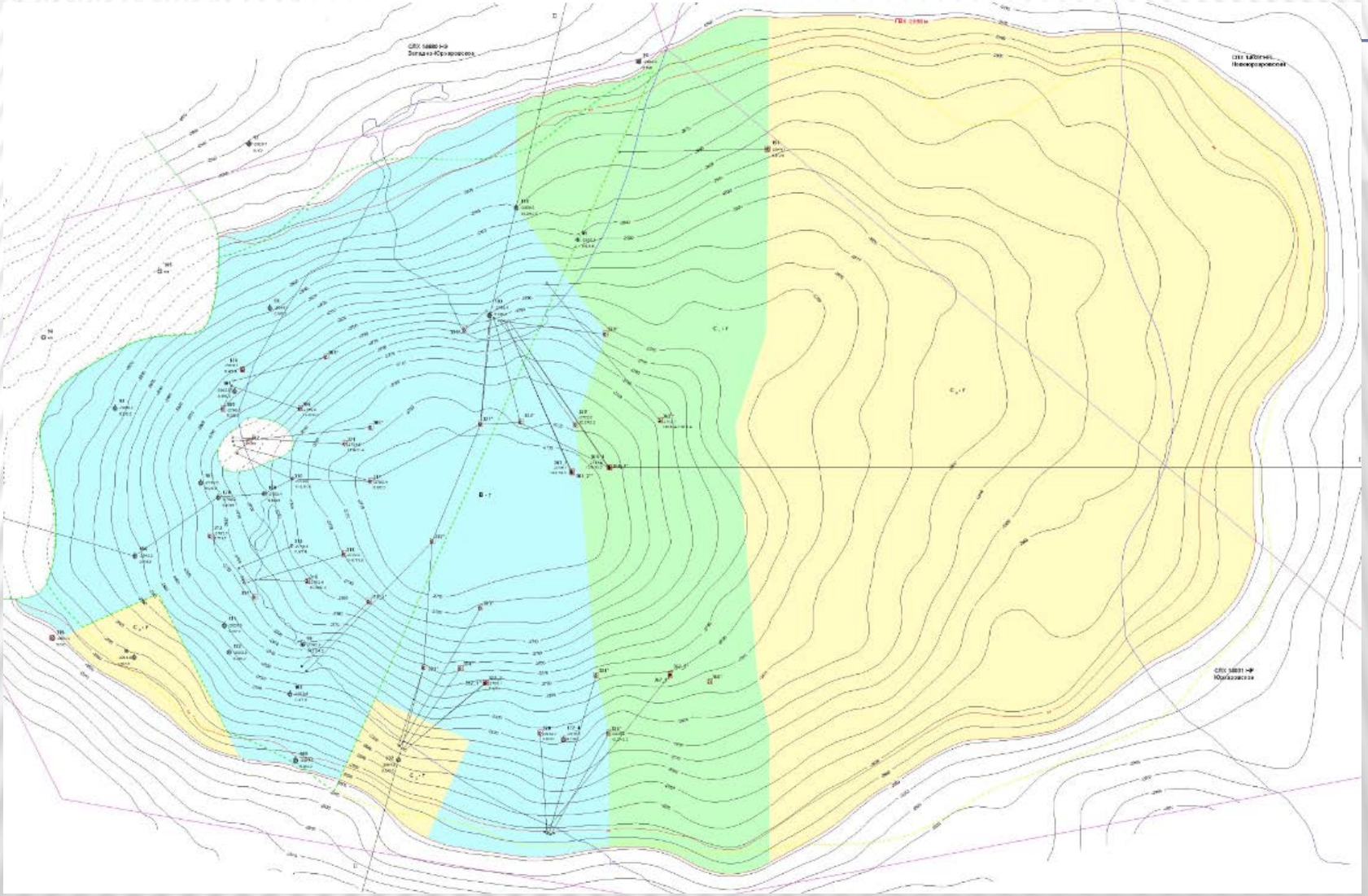
– Зона отсутствия коллектора

– Линия “вреза”

– Линия профилей

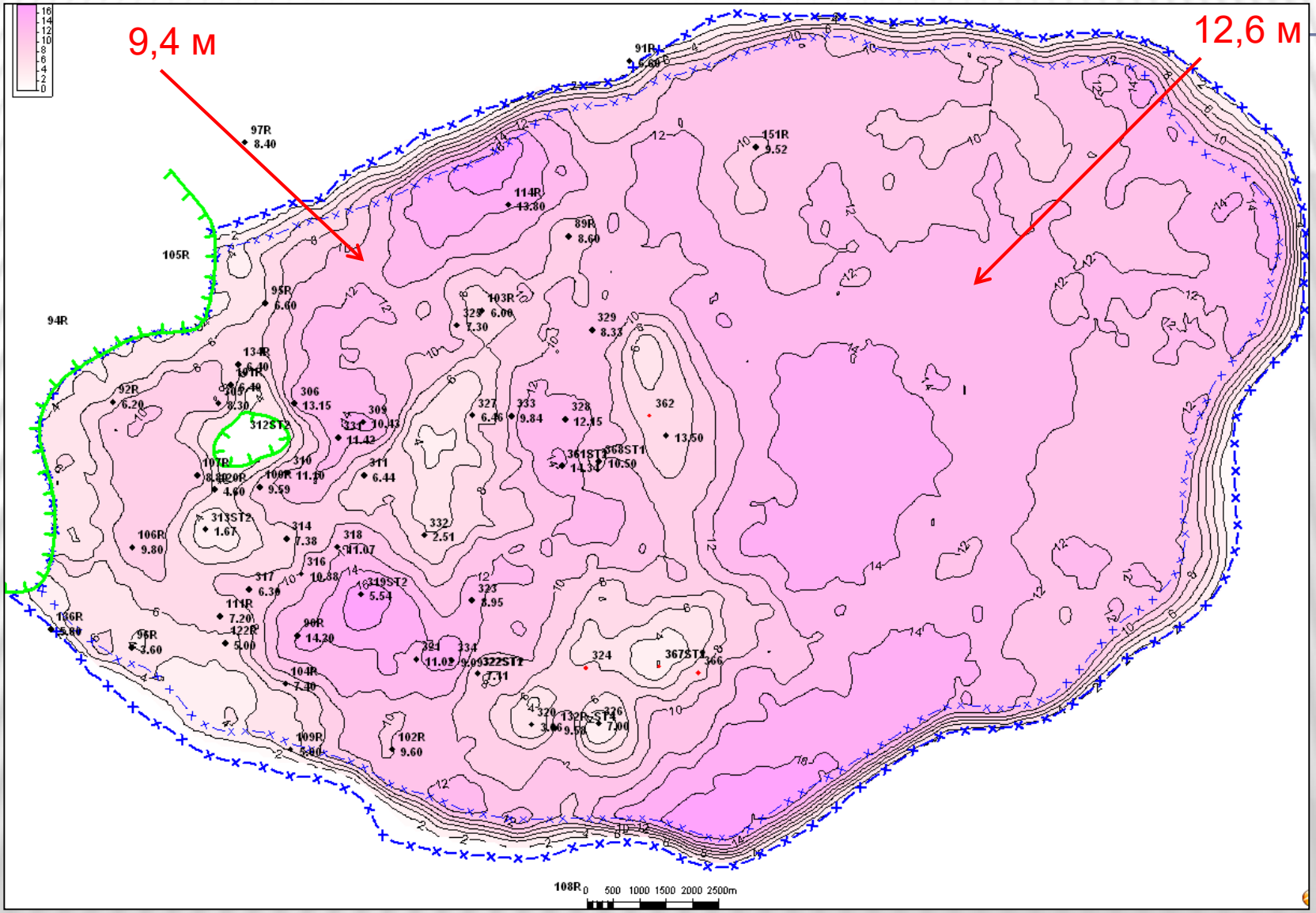
Геометризация объемов при существенно разной сетке скважин

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТОЛЩИН ПРИ НЕРАВНОМЕРНОЙ ИЗУЧЕННОСТИ



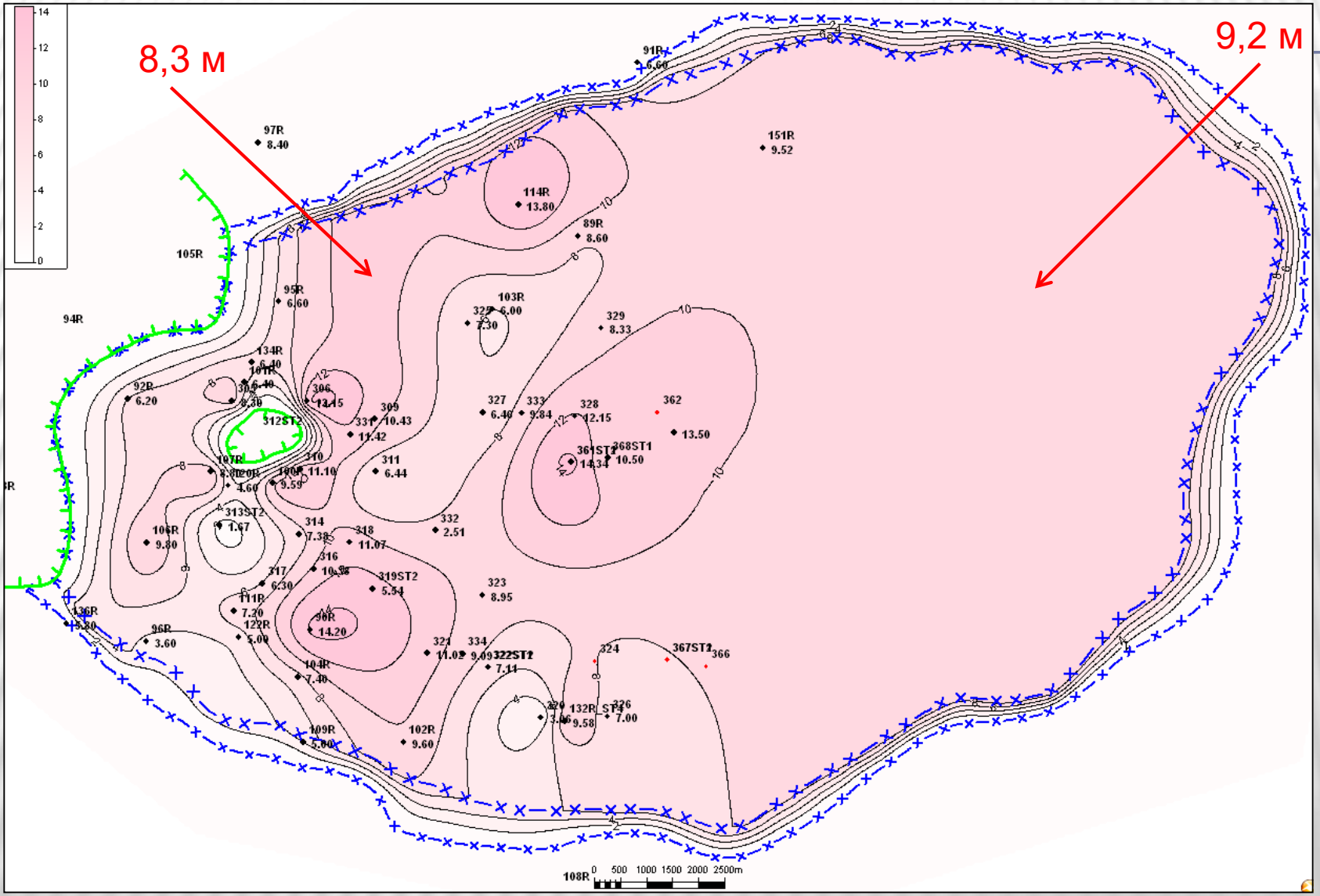
ВАРИАНТ НАЧАЛЬНЫЙ

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин 3Д-модели



Н эфф. ср. скв. =8,2 м

Карта эффективных нефтенасыщенных толщин, построенная по скважинам



Н эфф. ср. скв. =8,2 м

Карта средних значений амплитуд

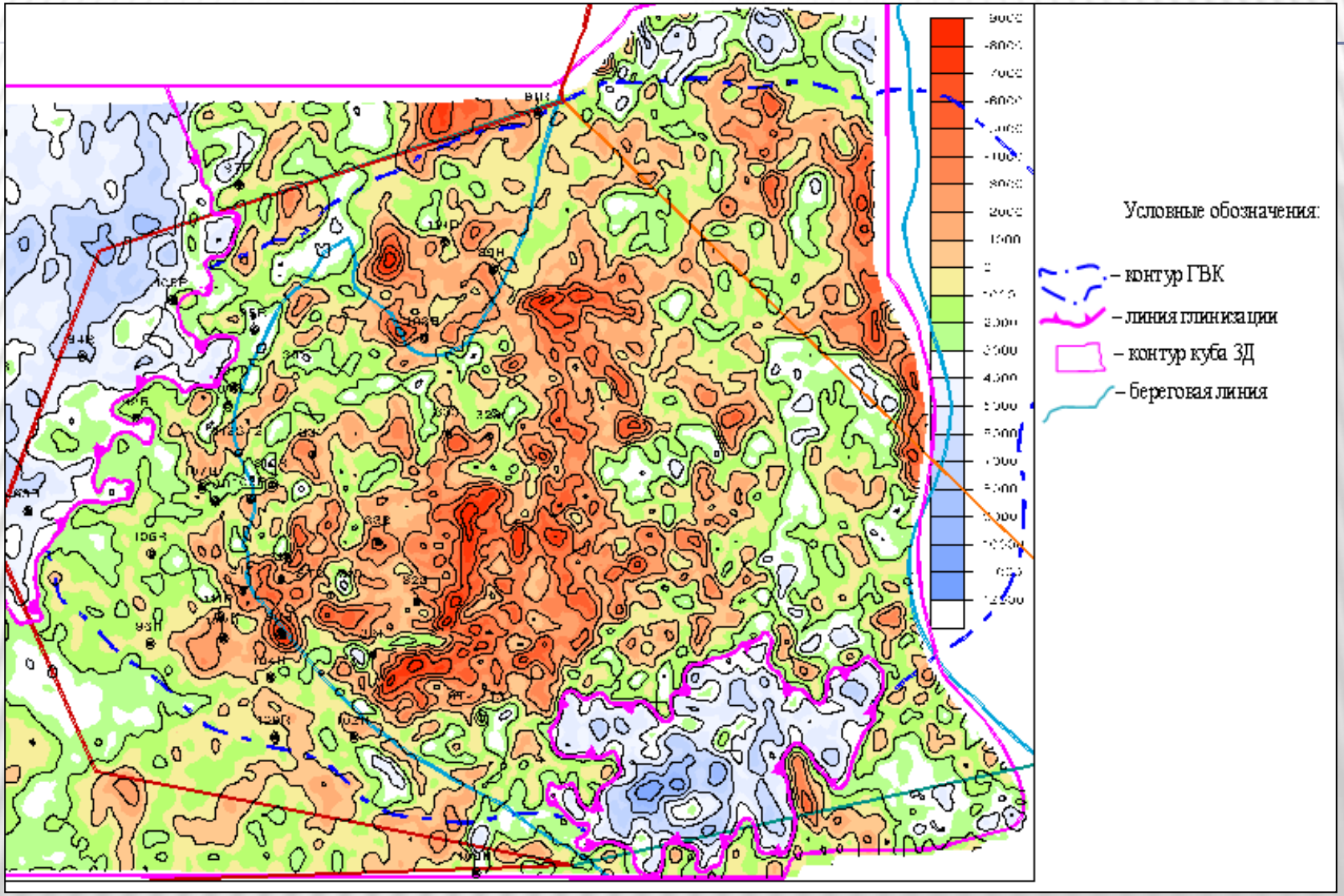
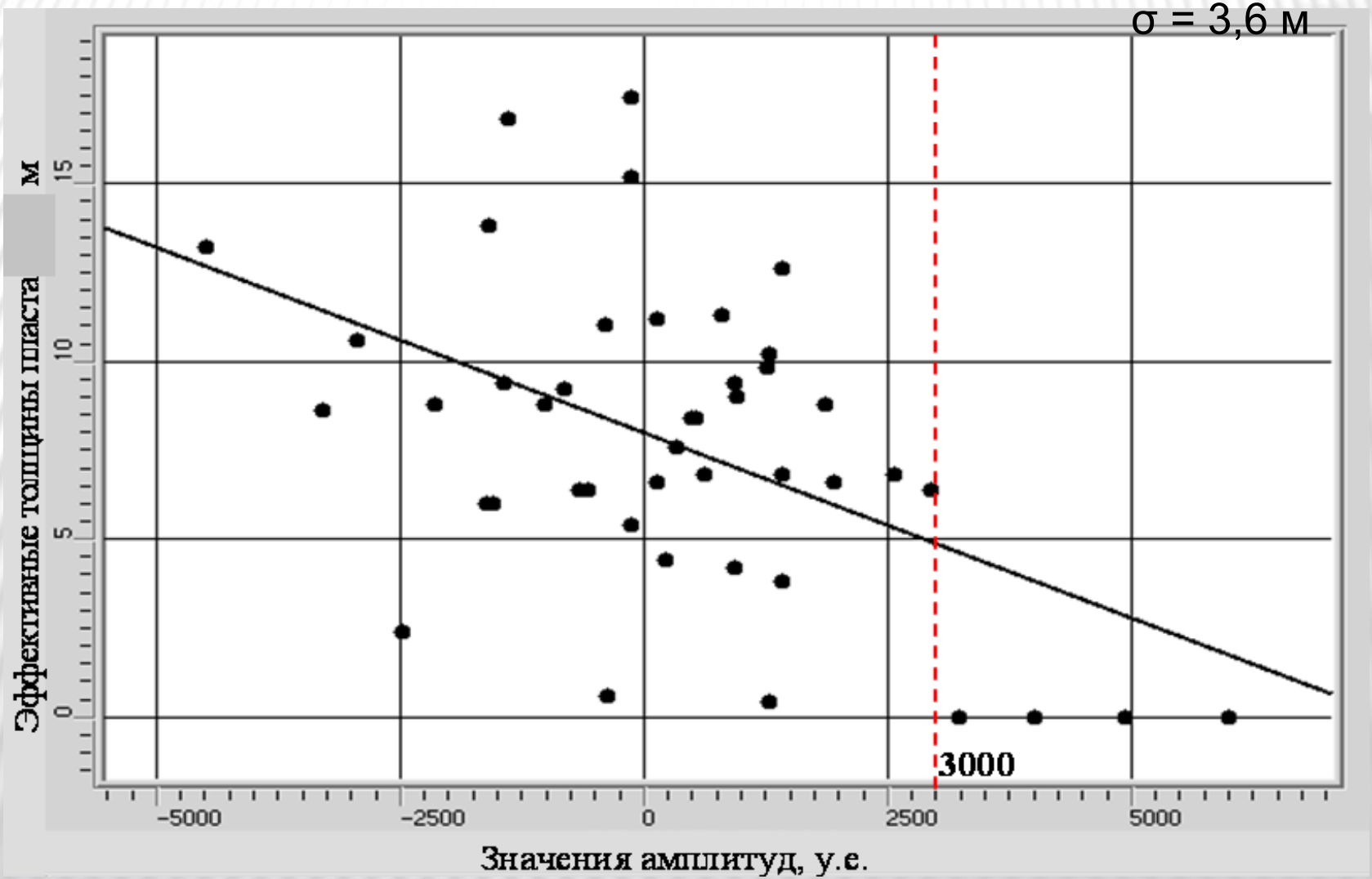
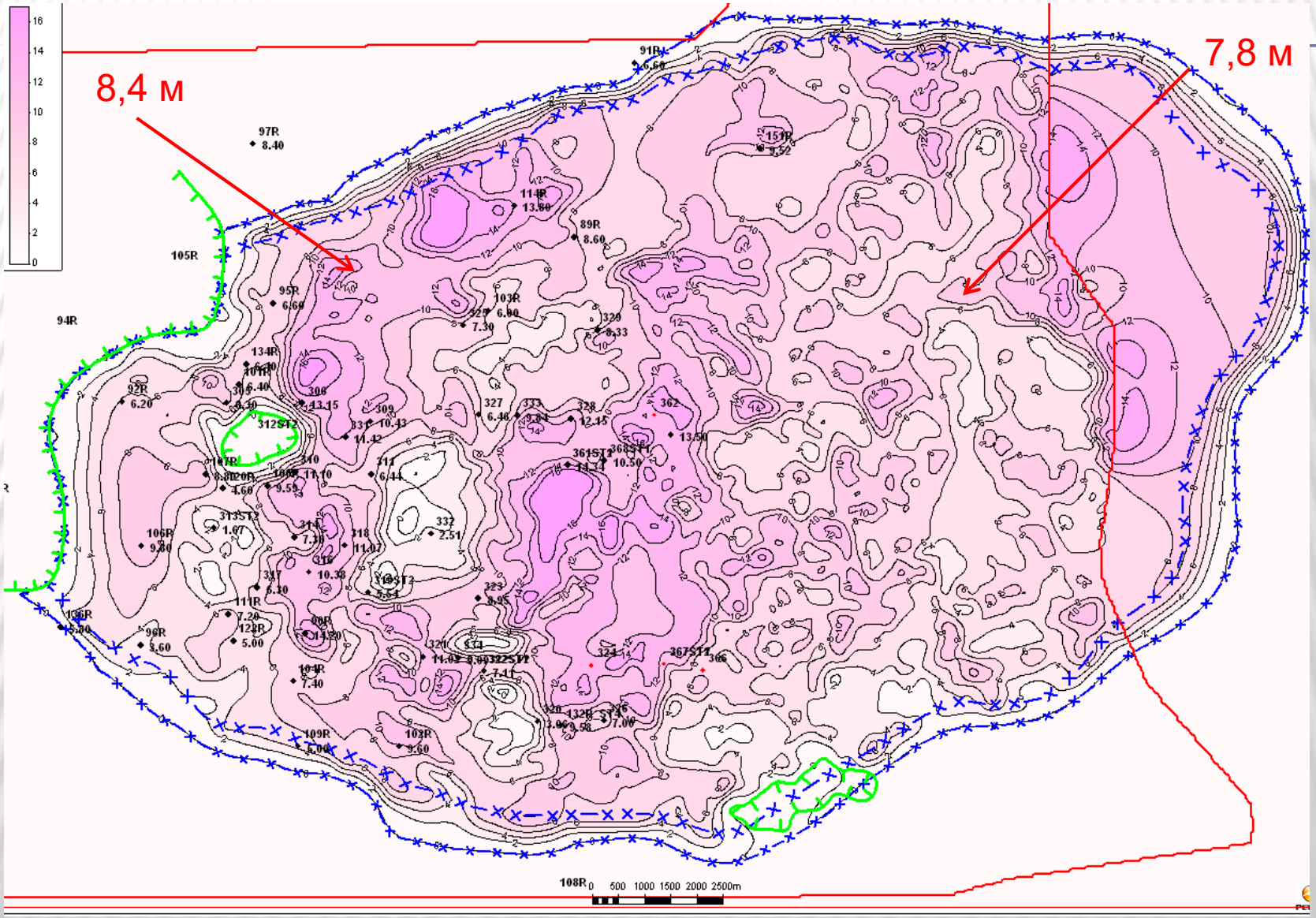


График корреляционной зависимости между значениями амплитуд ОГ и эффективных толщин пласта

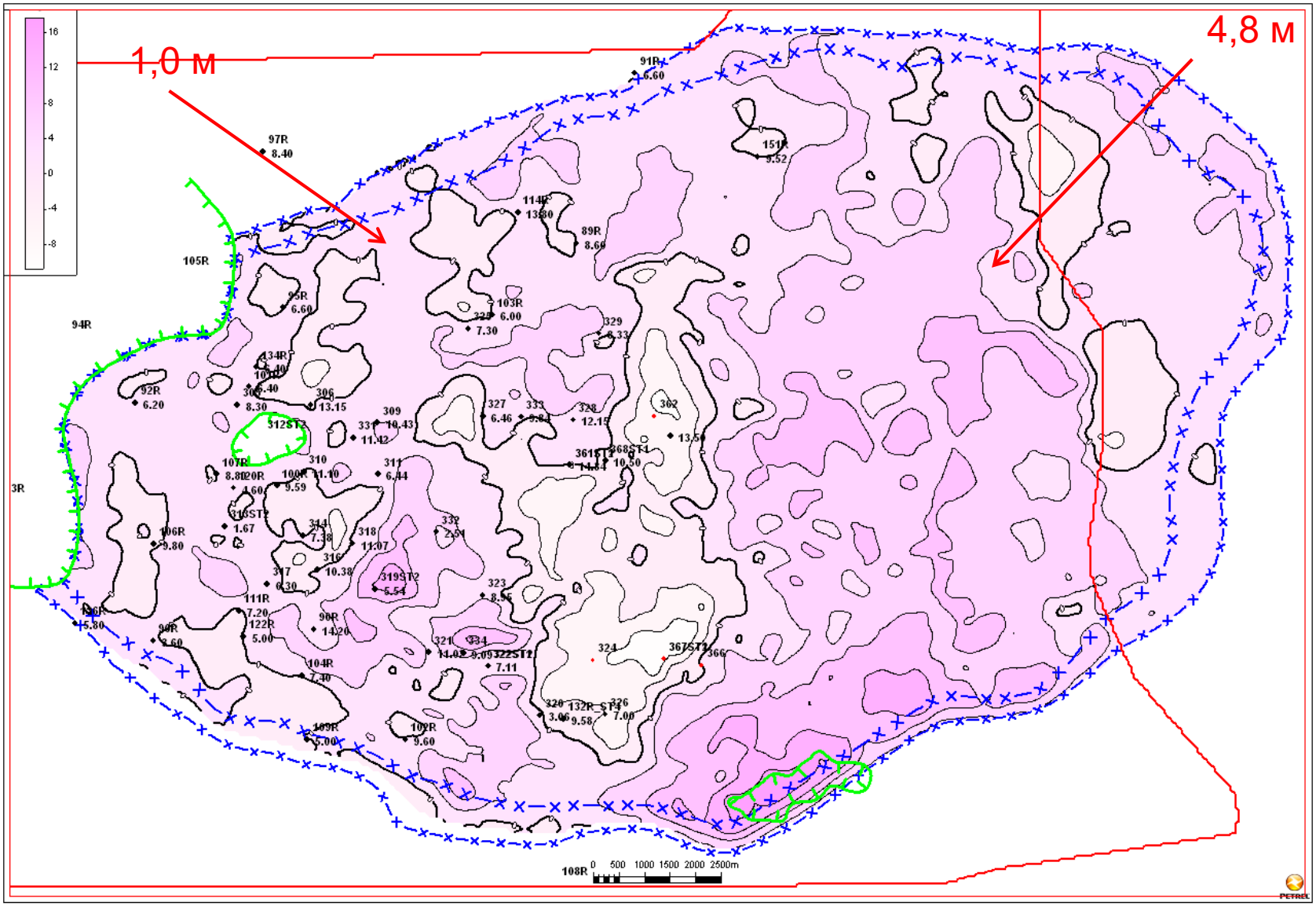


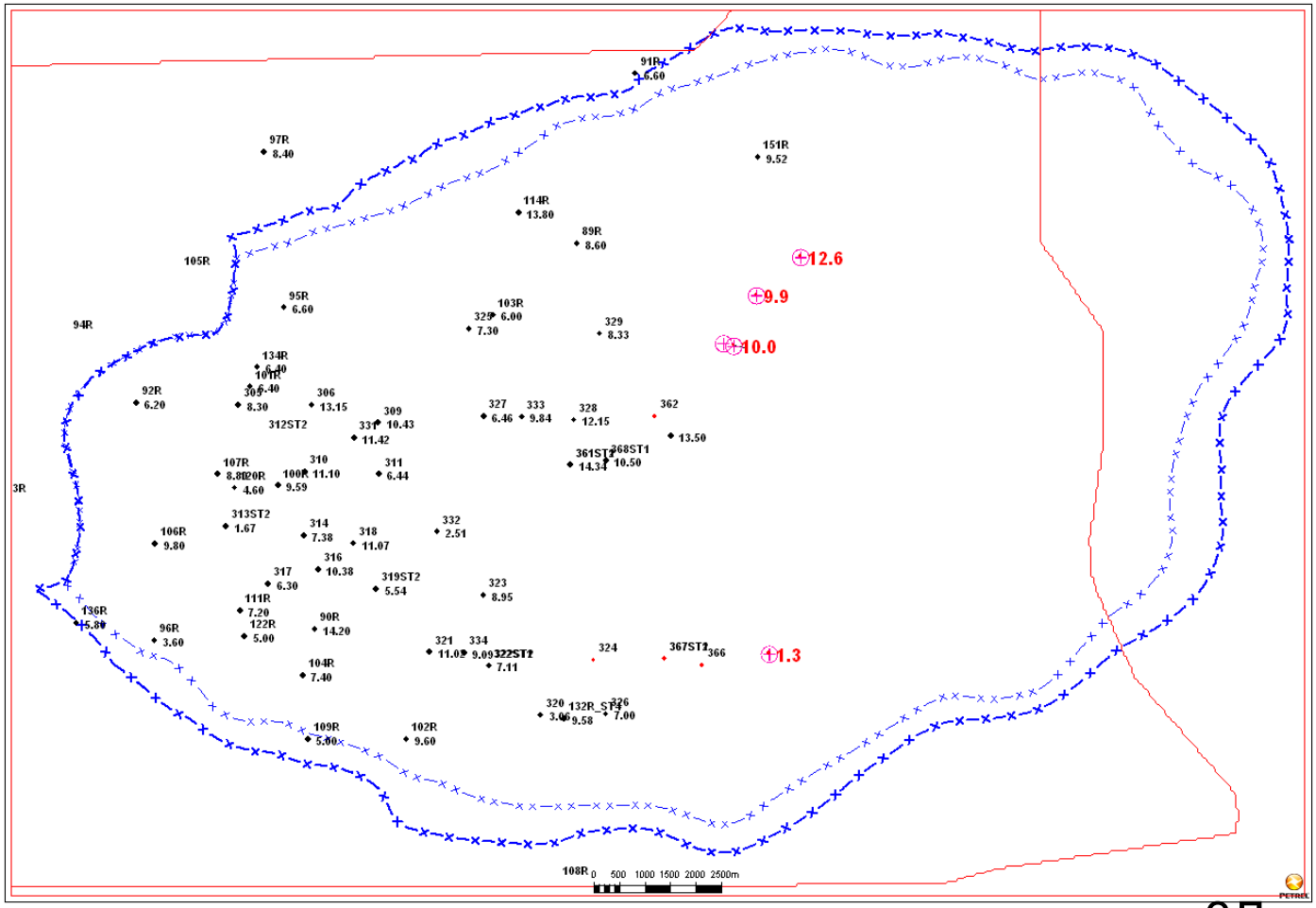
Карта эффективных нефтенасыщенных толщин, построенная с учетом зависимости эфф. толщины и амплитуды ОГ



Н эфф. ср. скв. =8,2 м

Карта разности толщин 3Д-модели и построенной с учетом зависимости эфф. толщины и амплитуды ОГ





- σ толщины по новым скважинам по отношению к карте из 3Д-модели = 5,2 м
- σ толщины по новым скважинам по отношению к карте, построенной только по скважинам = 3,6 м
- σ толщины по новым скважинам по отношению к карте, построенной с учетом зависимости эфф. толщины и амплитуды ОГ = 3,4 м

НЕКОТОРЫЕ ВЫВОДЫ ИЗ ГЕОМЕТРИЗАЦИИ ОБЪЕМА ЗАЛЕЖИ

При анализе результатов геометризации объемов залежей и, в частности, карт нефте (газо-) насыщенных толщин необходимо обращать внимание на взвешенность учета скважин с аномальными значениями толщин. Нельзя допускать неоправданно свободного распространения аномального свойства на область неразбуренной части залежи.

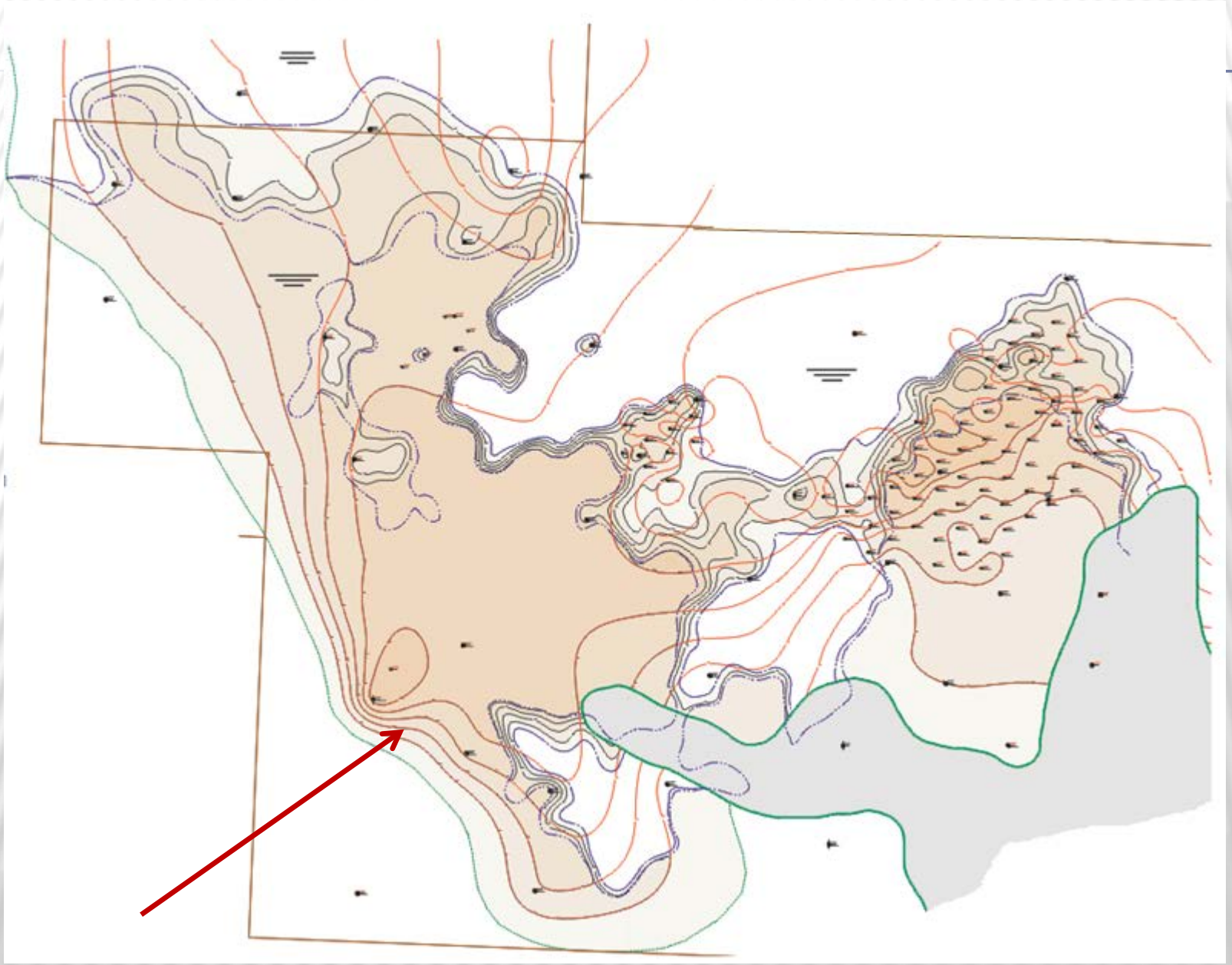
Правильному выбору удельного объема на «аномальную» скважину будет способствовать статистический анализ геометризуемого свойства в других скважинах данной территории, а еще лучше - попытки извлечения прогнозных закономерностей распространения коллекторов из атрибутов сейсморазведки.

При анализе карт нефтенасыщенных толщин в области сводов структур и куполов, не вскрытых скважинами, необходимо учитывать, что интерполяция толщин «под структуру» допустима только при очень высокой надежности сейсмической карты. Поскольку такая ситуация является исключительной, не рекомендуется на таких участках отстраивать изопахиты, заметно превышающие толщины, установленные в близлежащих скважинах.

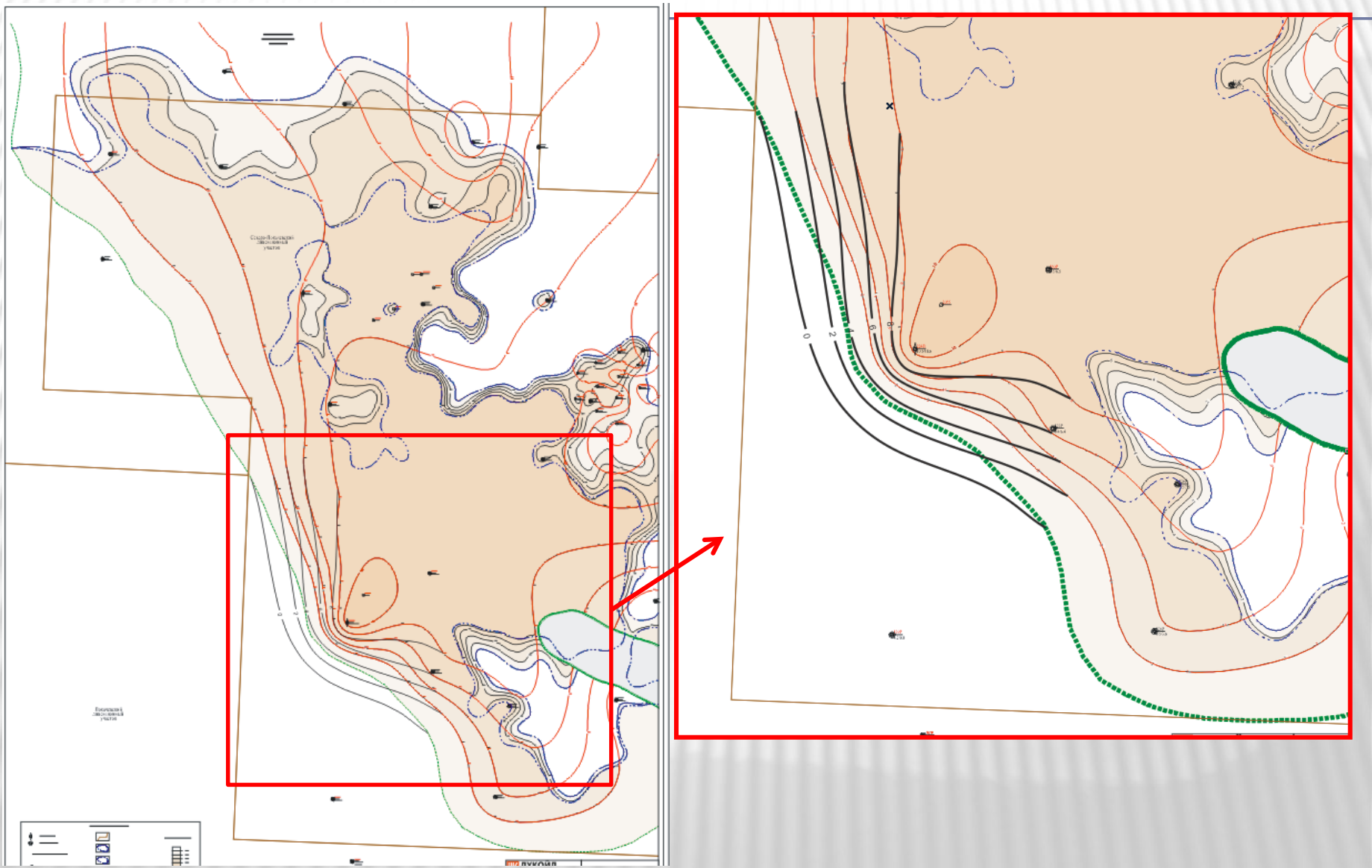
При блочном строении залежи, учитывая почти исключительную первичность литификации относительно блочной структуры, необходимо следить за тем, чтобы карта эффективных толщин была отстроена независимо от блоков. Нефтенасыщенные толщины внутри блоков могут иметь независимые построения при наличии в блоках самостоятельных флюидальных контактов. Если контактов нет, то внутриблочная геометризация толщин не должна иметь места.

ГЕОМЕТРИЗАЦИЯ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ И ЗАЛЕЖЕЙ

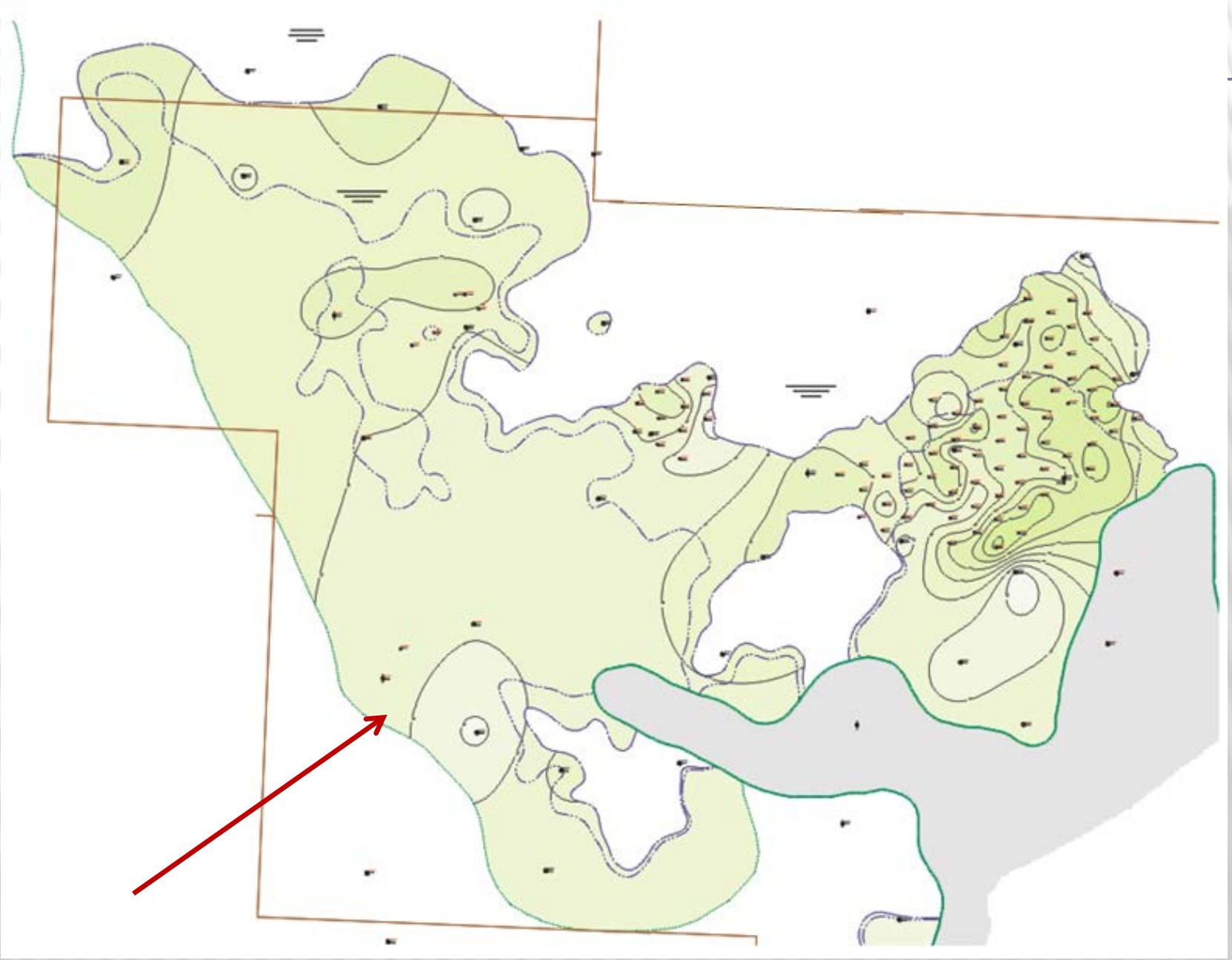
КАРТА ЭФФЕКТИВНЫХ И ЭФФЕКТИВНЫХ НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ ТОЛЩИН



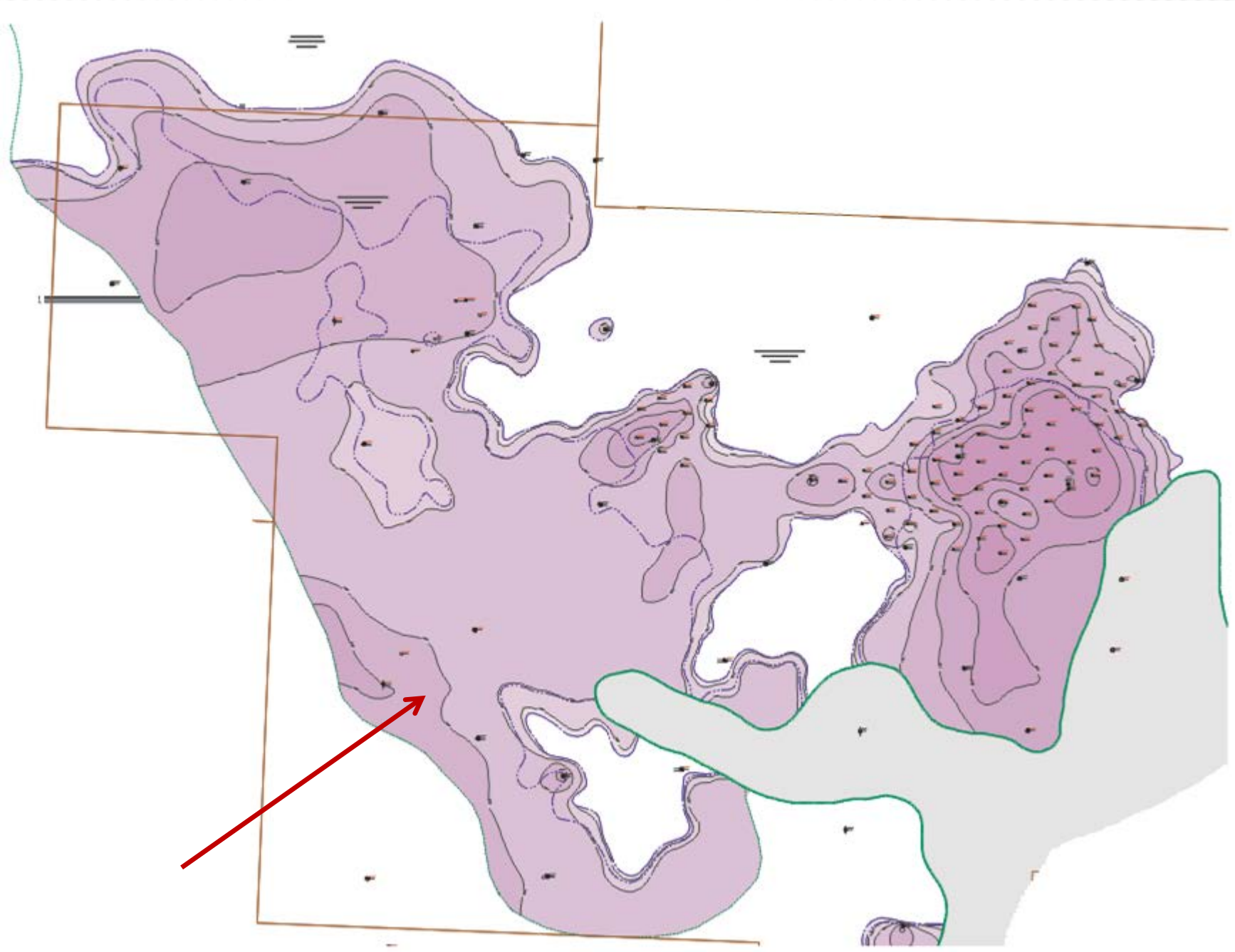
Карта эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин пласта Ю1-1 Северо-Покачевского месторождения



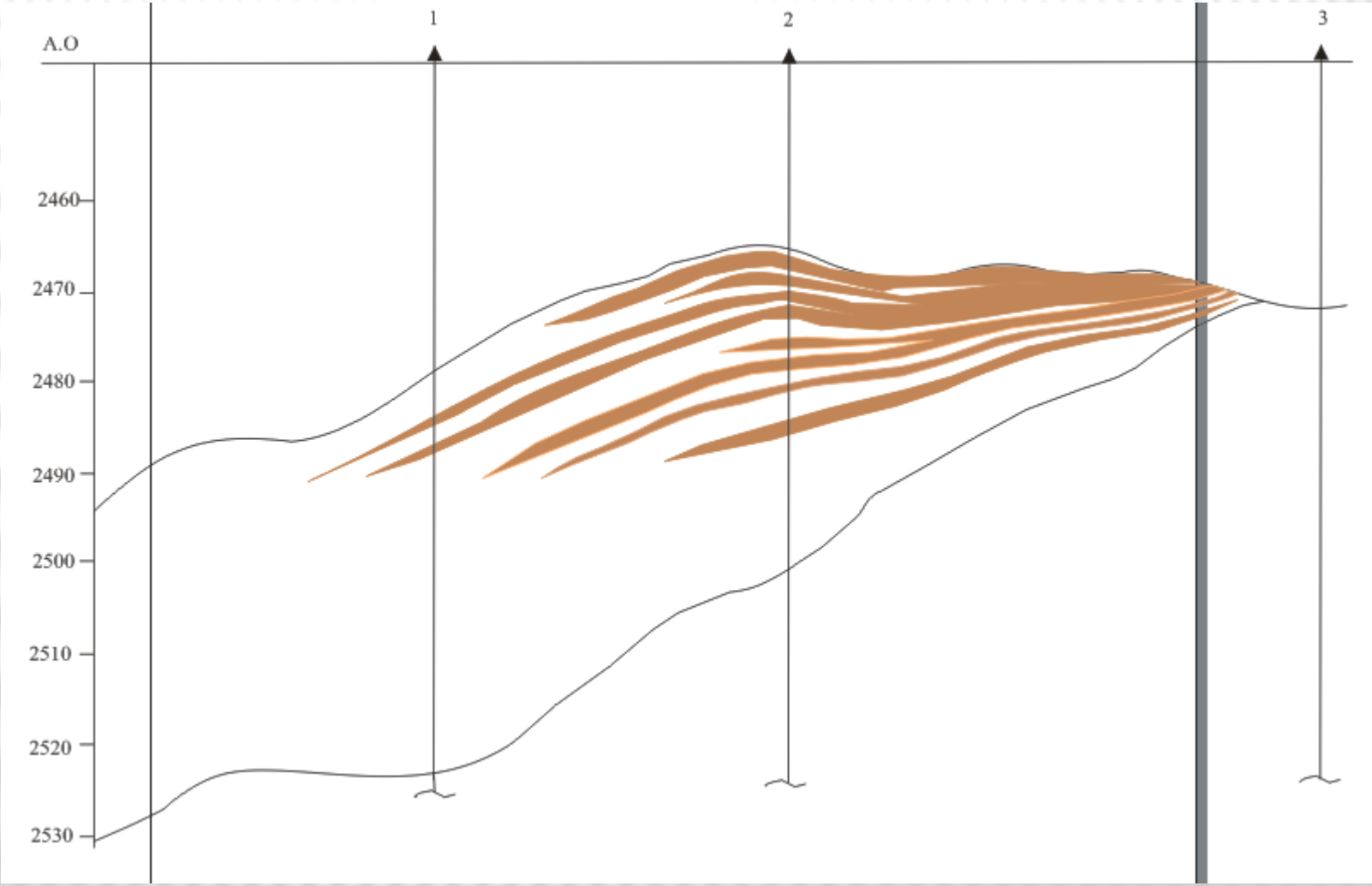
КАРТА ОТКРЫТОЙ ПОРИСТОСТИ НЕФТЕНАСЫЩЕННОЙ ЧАСТИ



КАРТА КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕНАСЫЩЕННОСТИ

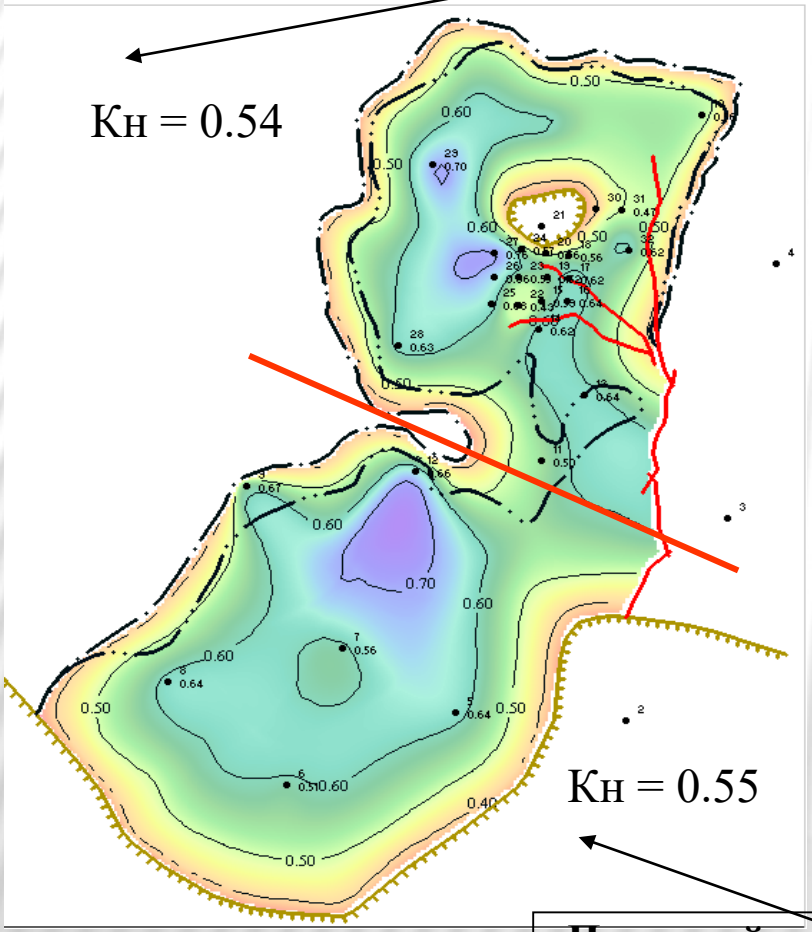


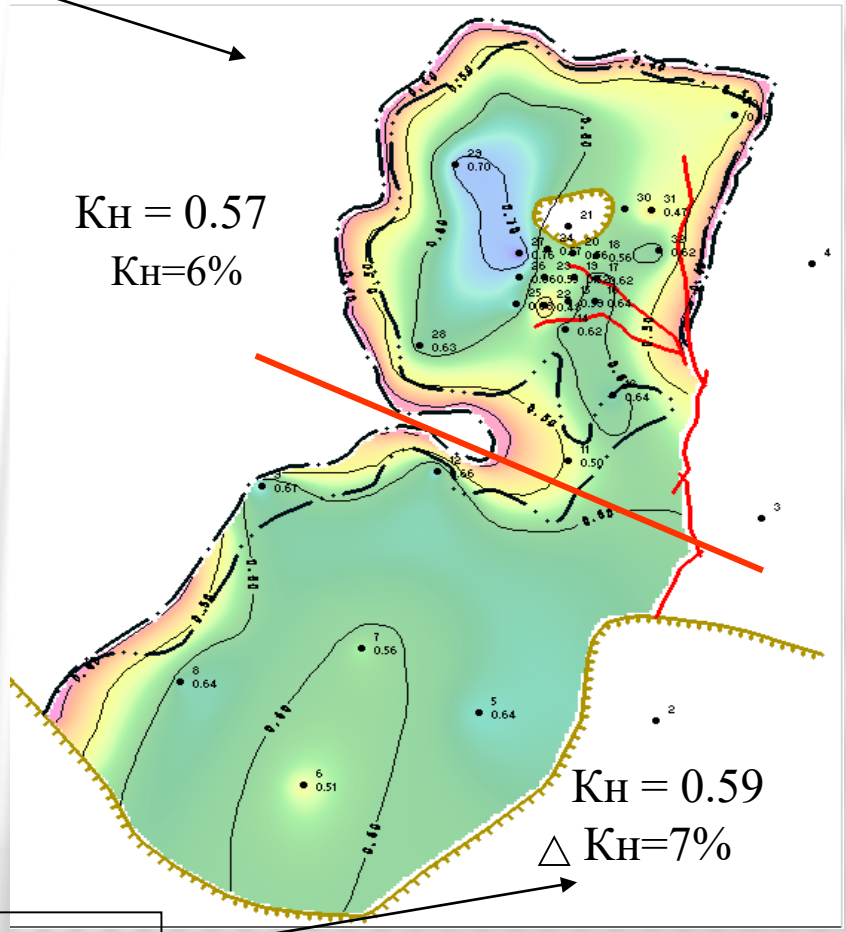
Геологический разрез клиноформы



СРАВНЕНИЕ РАЗНЫХ МОДЕЛЕЙ ГЕОМЕТРИЗАЦИИ Кн

В целом по залежи

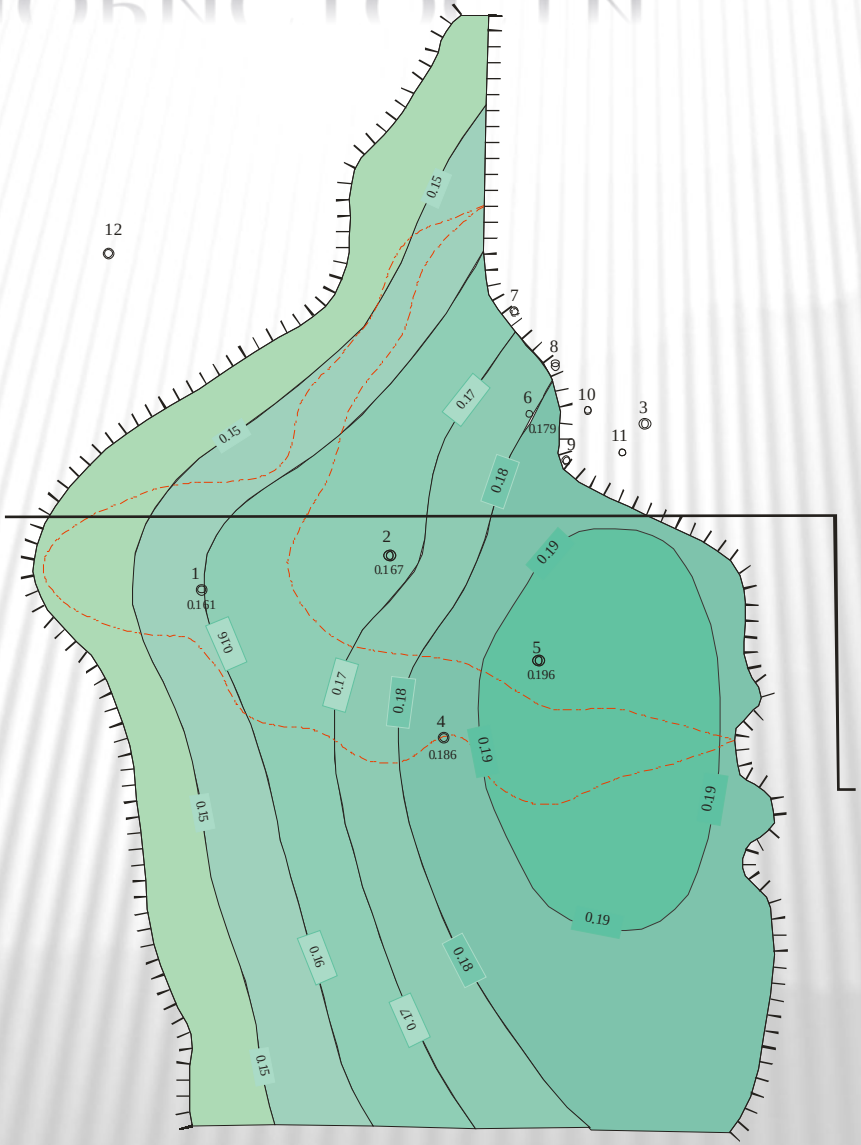




По южной части залежи

Средняя нефтенасыщенность по скважинам составляет 0,60 по всей залежи

КАРТА ПОРИСТОСТИ



Рекомендации по оптимальной геометризации прерывистых пластов

Ситуация I

Преимущественно закономерное распределение эффективных толщин	Граница коллектор-неколлектор определяется трендом толщин по комплексу данных. Способ интерполяции при этом не очень важен, движение границы регулирует объем, но при разведочных сетях лучше придерживаться схемы: 0 толщины на границе коллектор-неколлектор

Ситуация II

Преимущественно случайное распределение эффективных толщин	Способом двойной геометризации прерывистого пласта по линейной и нелинейной интерполяции оценивается масштаб расхождений в объеме коллектора. Анализируется соотношение вероятностей случаев линейной и нелинейной интерполяции и исчисляется оптимальный объем прерывистого пласта.

ИНФОРМАЦИЯ И ИНТЕРПРЕТАЦИЯ

1. При построении структурных карт избыток некачественных оценок абсолютных отметок и координат забоев скважин приводит к ложной детальности контуров:

Способ коррекции: переинтерпретация инклинограмм, гироскопия, посадка отметок на установленный уровень, выбраковка скважин

2. При моделировании нефтенасыщенности необходима проверка скважин на первичность показаний, скважины с влиянием разработки должны исключаться

3. При определении пересчетного коэффициента и газосодержания также необходимо отбраковывать пробы с возможным влиянием разработки

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ

1. И разведку, и моделирование месторождений надо вести в сопровождении карт точности построение структурных планов и с оценками точности возможных изменений литологических границ

2. Хорошо бы иметь способы оценки разрешающей способности сейсмических профилей как основы корреляции в сложных ситуациях

3. Необходимо развитие методов установления экономически обоснованного ВНК в переходных зонах в том числе и на основе поинтервальных испытаний

4. Необходимо обобщение опыта освоения залежей нефти с «околопредельными» коллекторами с целью уточнения критериев определения границ «коллектор-неколлектор»

5. Обсудить хотя бы на уровне дискуссии проблему взаимоотношений нижних пределов характеристик коллекторов и современных способов разработки (ГРП, ОПЗ и др.)

ОБЩИЕ ВЫВОДЫ

При определенных условиях экспертиза подсчета запасов может быть не только оценкой правильности выполнения соответствующих процедур, но и способом частичного уменьшения недооцененности запасов.

Этому будет способствовать такая организация дела, когда эксперты по геологии, сейсмике и моделированию будут работать на общую цель как одна команда.