

Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа

Лекция 4

Геометризация залежей нефти и газа

Месторождения нефти и газа

Классификация месторождений

**ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ
И СВОБОДНОГО ГАЗА**

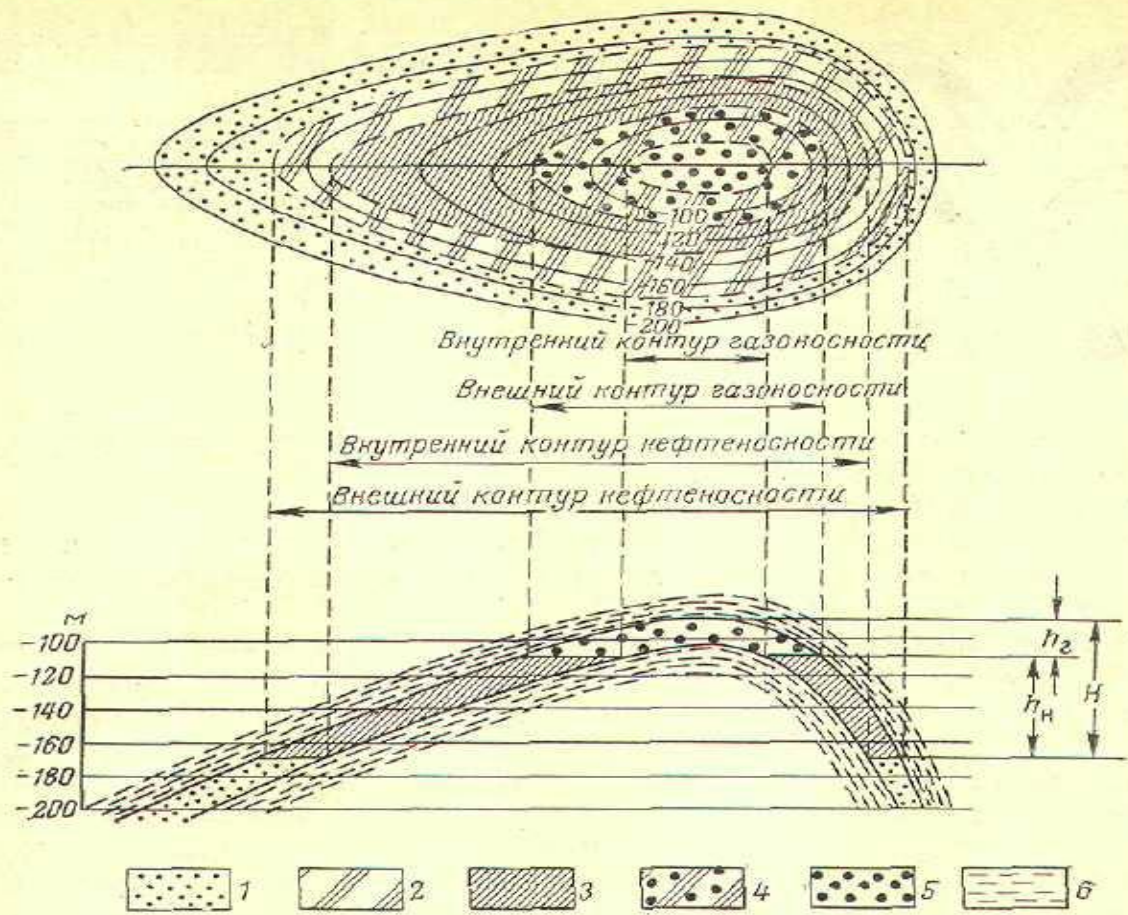
Геометризация залежей нефти и газа

Залежь это целостная динамическая система и это важнейшее, ключевое понятие в геологии нефти и газа.

Название типа залежи можно составить из названия типа резервуара и ловушки.

Например: пластово-сводовая залежь, пластово-стратиграфическая, массивно-стратиграфическая и т. д.

Основные параметры залежи: высота, площадь, объём, ВНК, ГВК, внешний и внутренний контуры, толщина



Геометризация залежей нефти и газа

ВНК или ГVK — важнейший элемент геометрии залежей.

ГVK и ВНК могут быть горизонтальными, то есть находиться на одном гипсометрическом уровне, а могут быть и наклонными. Чаще всего, наклон обусловлен направлением движения законтурных вод.

Залежи связанные территориально, а также общностью геологического строения и нефтегазоносности составляют единое месторождение.

Схема пластовой сводовой залежи

Части пласта:

- 1 — водяная,
 - 2 — водонефтяная,
 - 3 — нефтяная,
 - 4 — газонефтяная,
 - 5 — газовая;
 - 6 — породы-коллекторы;
- H — высота залежи;
 H_g, H_n — высоты соответственно газовой шапки и нефтяной части залежи

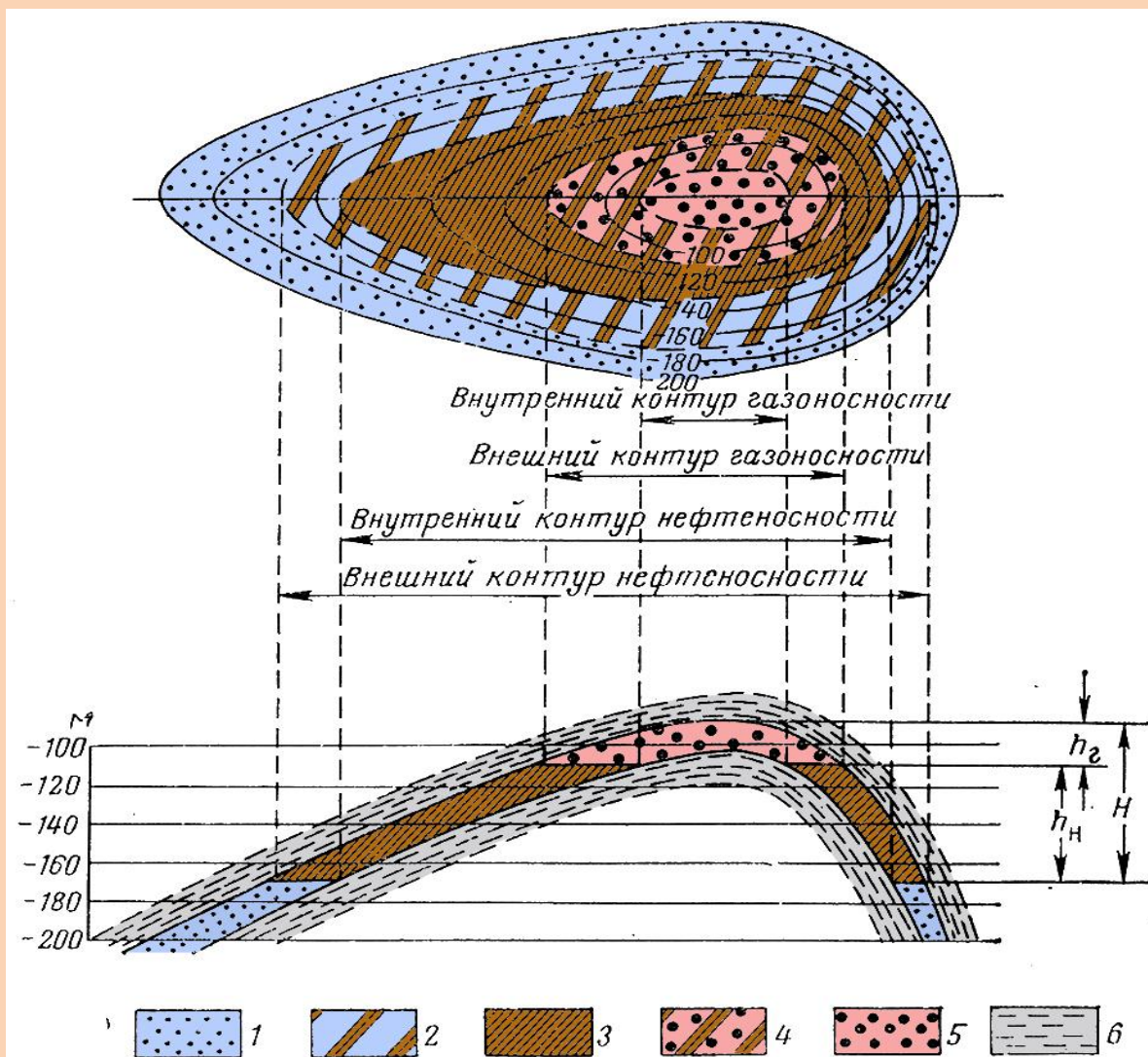
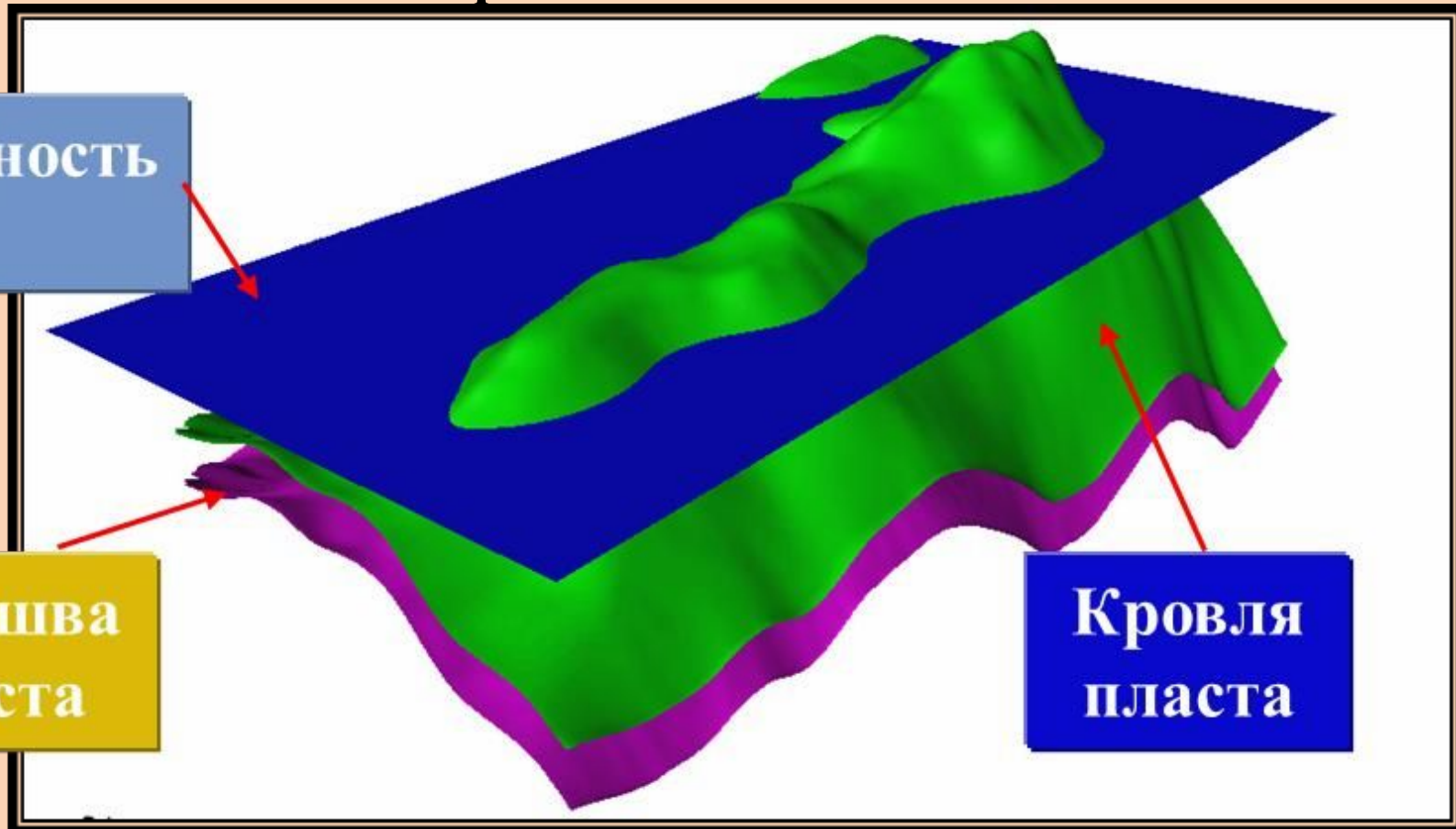


Схема пластовой сводовой залежи

Части пласта: 1 — водяная; 2 — водонефтяная; 3 — нефтяная; 4 — газонефтяная; 5 — газовая; 6 — непроницаемая порода

Определение положения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности



Определение внешнего и внутреннего контура нефтеносности (газоносности) пластовой залежи

Внешний контур нефтеносности определяется пересечением поверхности (структурной) кровли пласта и плоскости ВНК

.

Внутренний контур нефтеносности определяется пересечением поверхности (структурной) подошвы пласта и плоскости ВНК

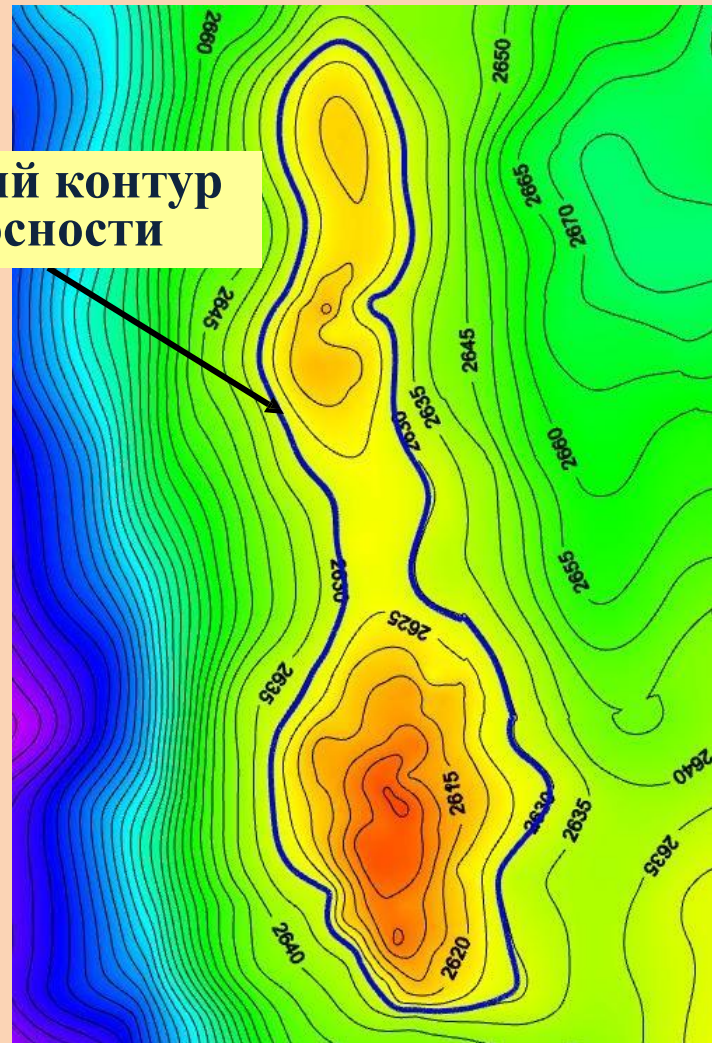
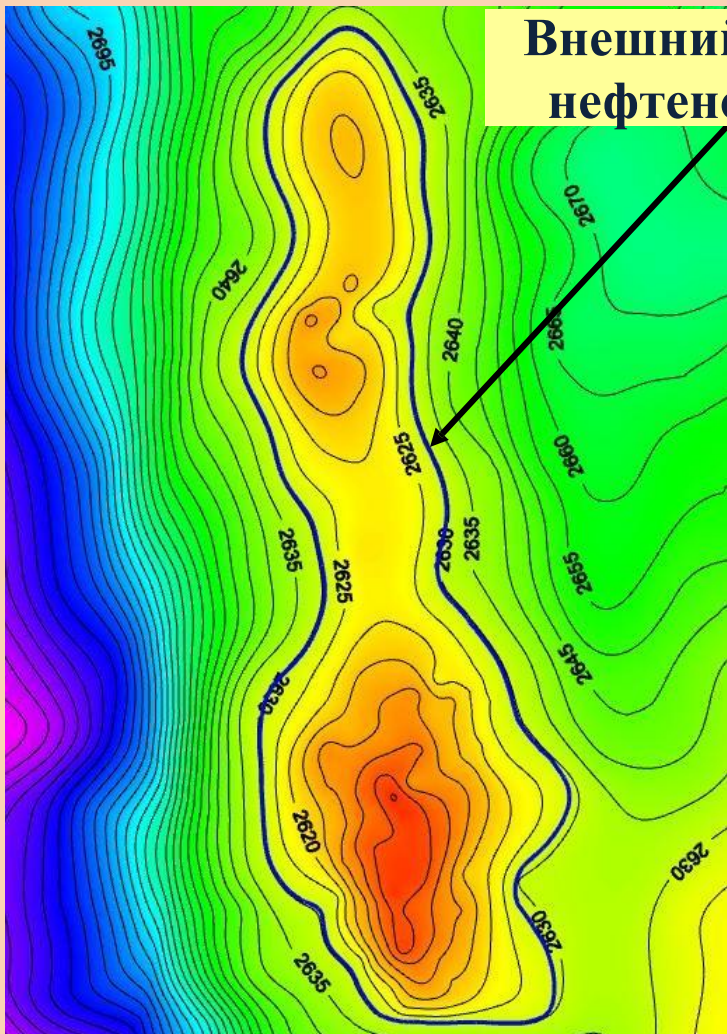
Определение положения внешнего и внутреннего контуров

Структурная карта по нефтеносности Структурная карта по кровле коллектора

Структурная карта по подошве коллектора

Внешний контур нефтеносности

Внутренний контур нефтеносности



Определение внешнего и внутреннего контура газоносности

В случае двухфазной залежи

Внешний контур газоносности определяется пересечением поверхности (структурной) кровли пласта и плоскости ГНК

.

Внутренний контур газоносности определяется пересечением поверхности (структурной) подошвы пласта и плоскости ГНК

Геометризация залежей:

Амплитуда ловушки

Высота залежи

Амплитуда ловушки (Ам.л.) – это вертикальное расстояние от наивысшей точки (свода) структуры до последней замкнутой изогипсы.

Высотой залежи (или высотой нефтяной или газовой частей) называется вертикальное расстояние от подошвы до ее наивысшей точки

На практике работ наиболее часто используют понятие коэффициента заполнения ловушки K_z .

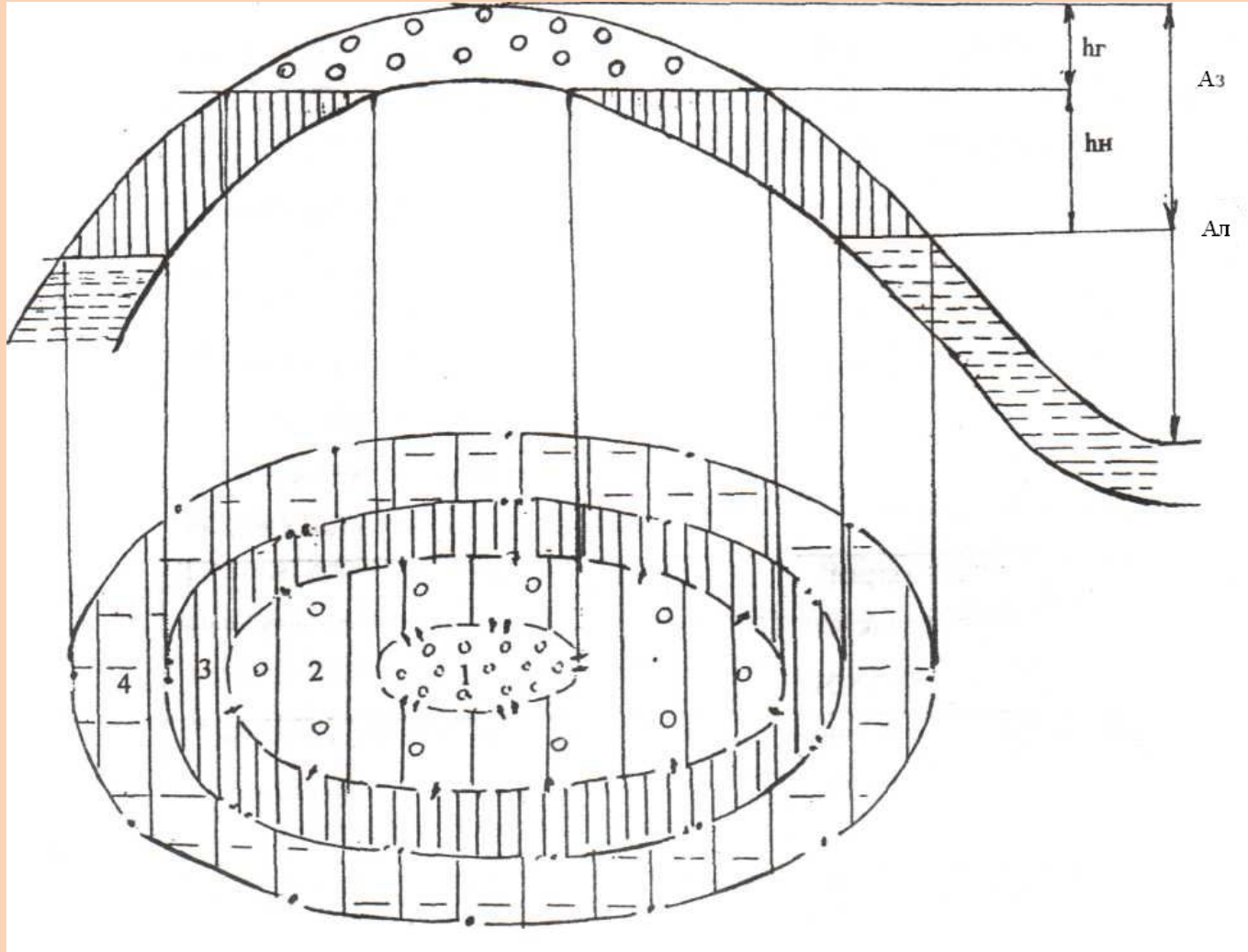
Коэффициент заполнения ловушки ($K_{з.л.}$) – равен отношению амплитуды залежи к амплитуде ловушки.

Величина K_z определяется как отношение амплитуды залежи (A_z) к амплитуде ловушки (A_l)

$$K_z = A_z / A_l$$

Амплитуда ловушки

Высота залежи



Высота залежи

Определение ВНК (ГВК) и высоты залежи является наиболее значимой характеристикой для ее рационального изучения и оценки

Высота залежи зависит от многих причин, но обычно остается величиной постоянной для однотипных ловушек и одновозрастных скоплений одного района, характеризующегося общностью условий образования и размещения. Это свойство позволяет использовать накопленные статистические данные по высоте залежей для прогноза и оценке неизученных объектов.

Высота залежи

В массивных или пластово-массивных залежах высота оказывает существенное значение на объемы.

Так, например, в брахиантиклинальной структуре, контролирующей массивную залежь с равномерными склонами при коэффициенте заполнения 0,7 объем заполненный нефтью составит около 50% от полного. При коэффициенте заполнения 0,5 – около 25% от полного. А при коэффициенте 0,3 лишь около 10% от полного!

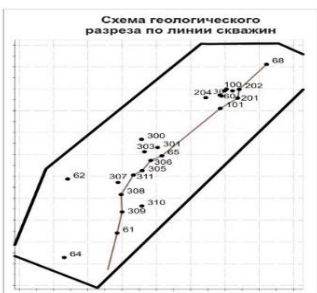
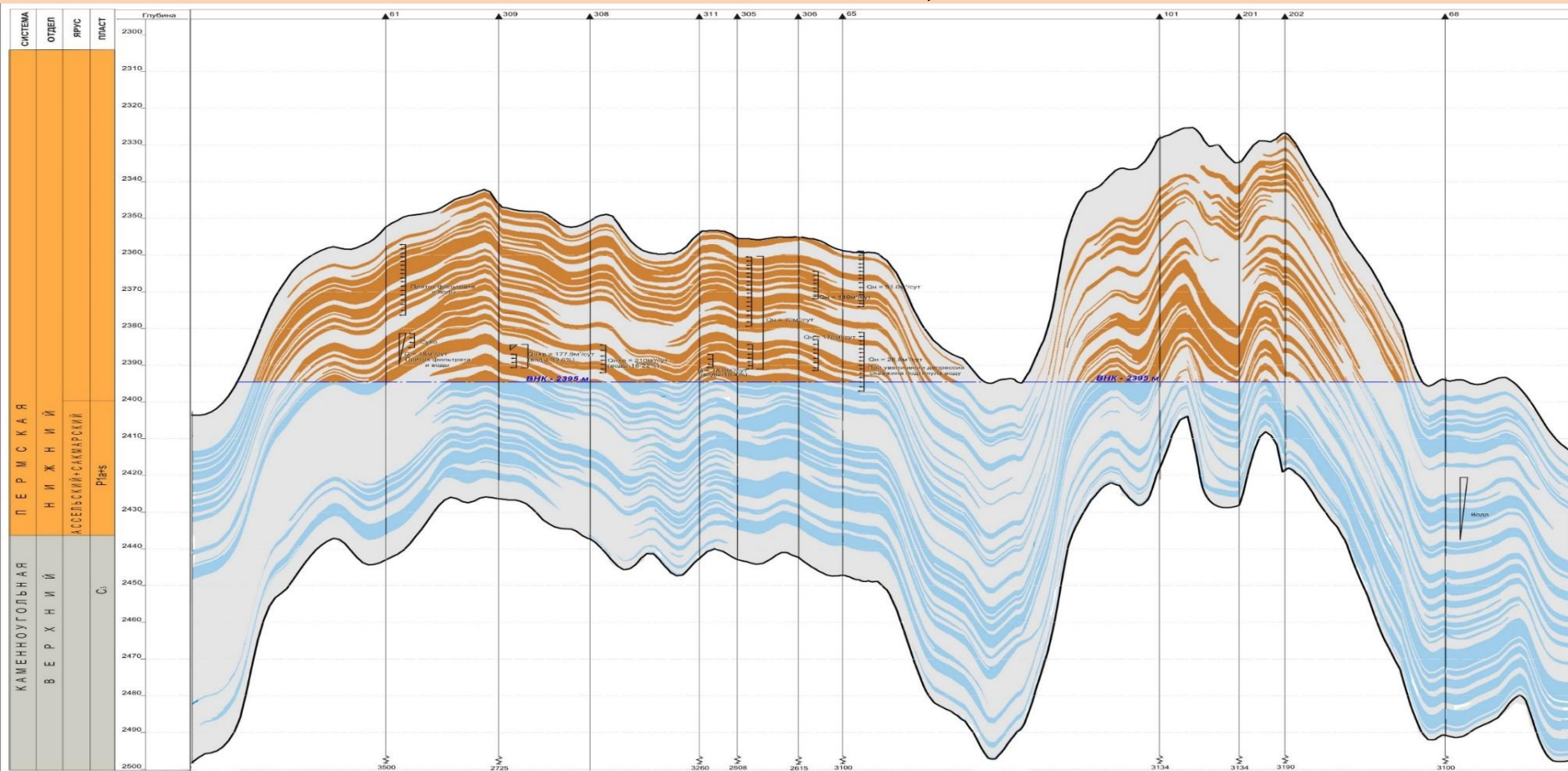
В пластовых залежах на объемы большее значение чем высота оказывает толщина пласта. Коэффициенты заполнения в пластовых залежах в общем случае близки к единице.

Амплитуда ловушки и высота залежи



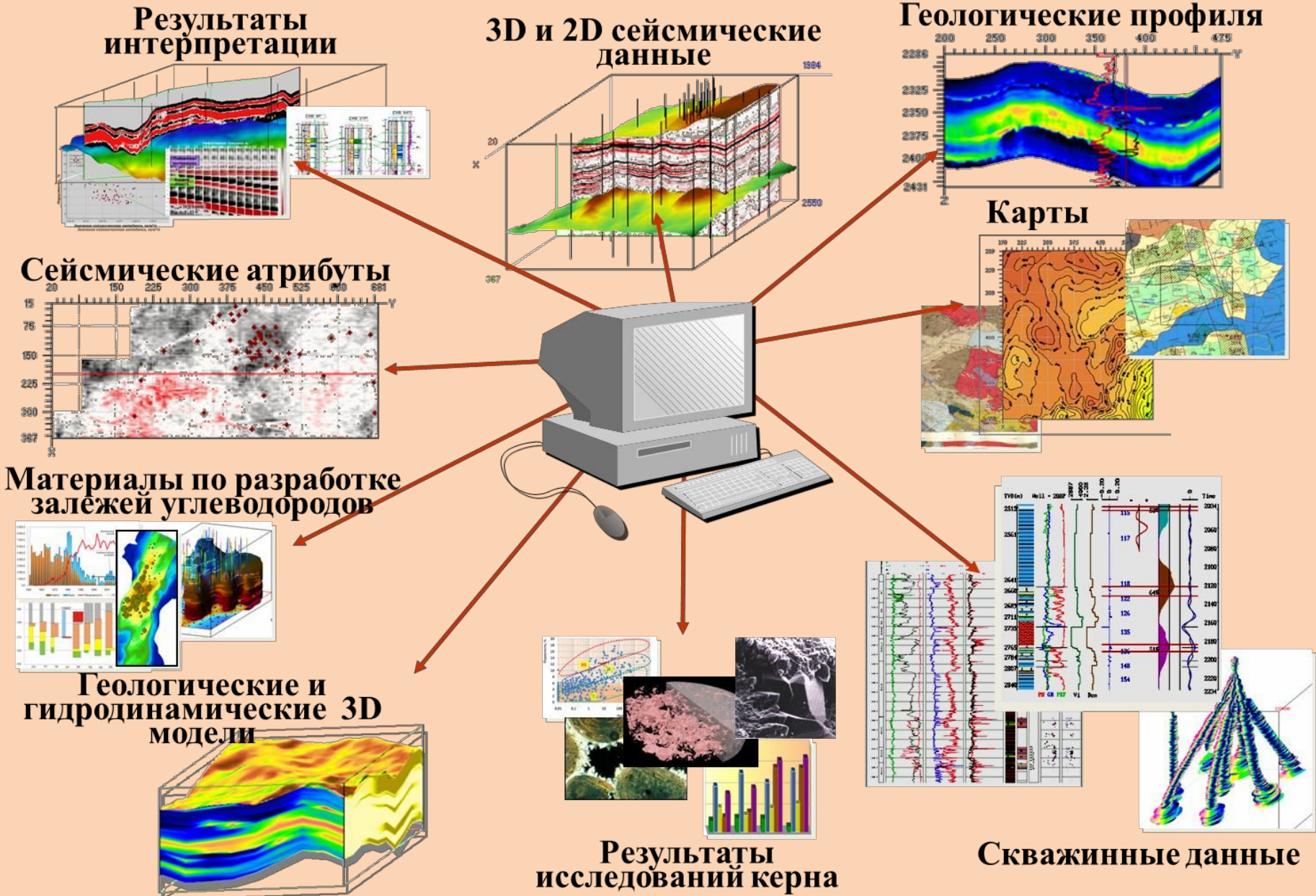
Амплитуда и, соответственно, высота залежи зависят от регионального угла наклона

Наиболее часто на практике встречается разновидность массивной залежи – пластово-массивная (контролируемая единым ВНК)



Необходимым условием современного подсчета запасов является создание базы данных. Оценка ресурсов также базируется на массиве геолого-геофизической информации, полученной в результате геологического изучения только на более ранних стадиях.

Создание базы данных



Подсчет запасов, объемный метод

Объемный метод используется для подсчета запасов на всех этапах и стадиях геологоразведочных работ, а также в процессе опытной эксплуатации и разработки месторождений нефти и газа.

Сущность объемного метода подсчета запасов заключается в определении массы нефти или объема свободного газа, приведенных к стандартным условиям залегающих в пустотном пространстве пород-коллекторов

Подсчет запасов, объемный метод

По существу объективное выявление каждого из факторов представляется проблемой, которая нередко усложняется недостаточностью и низким качеством фактических данных.

Поэтому процесс изучения залежи идет непрерывно с момента ее открытия до завершения разработки. Тем самым первоначально созданные представления о строении залежей в виде статических моделей постоянно совершенствуются, а иногда и в корне меняются.

Подсчет запасов, объемный метод

Первый подсчет запасов выявленной (открытой) залежи производится при получении промышленного притока нефти и (или) газа на перспективной площади обычно на поисковом этапе ГРП.

В разрезе в качестве подсчетного объекта принимаются пласт или горизонт в зависимости от того, с чем из них связаны залежи на соседних месторождениях той же структурно-фациальной зоны.

Подсчет запасов, объемный метод

Совершенствование статических моделей происходит в результате как увеличения объема наблюдений, так и привлечения новых методов исследования и рационального комплексирования их с другими применительно к условиям каждой стадии геологоразведочных работ и разработки залежей.

Чем ниже стадия изученности залежи или проще ее строение, тем проще модель и применяемый вариант объемного метода подсчета запасов. С повышением степени изученности они усложняются.

Подсчет запасов, объемный метод

ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ НЕФТИ И СВОБОДНОГО ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ

Подсчет запасов, объемный метод

На любой стадии изученности залежей процесс подсчета запасов нефти и свободного газа объемным методом включает целый ряд последовательных этапов работ.

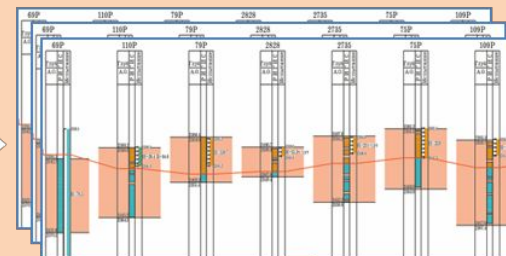
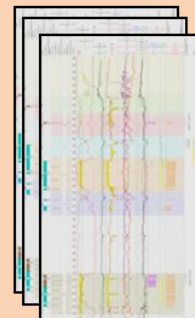
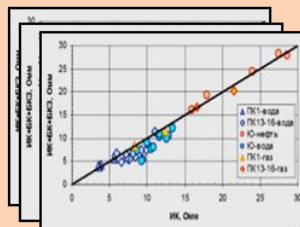
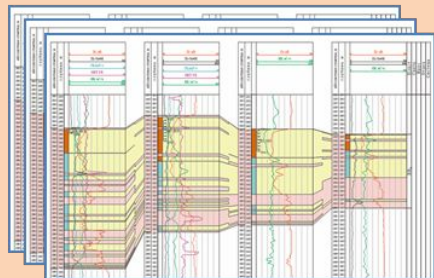
ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Объемный метод

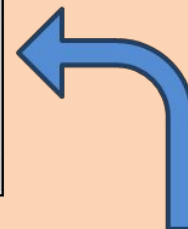
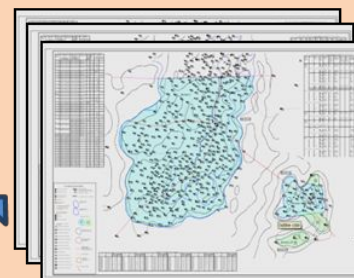
Интерпретация данных ГИС, керн и результатов испытаний

Обоснование ВНК (ГНК)

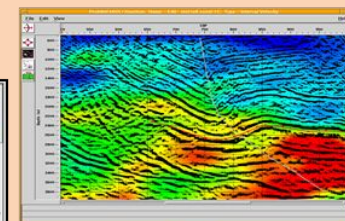
Межскважинная корреляция



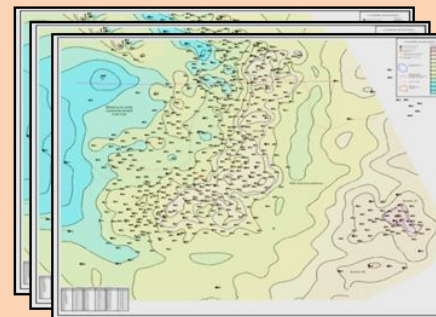
Подсчетные планы



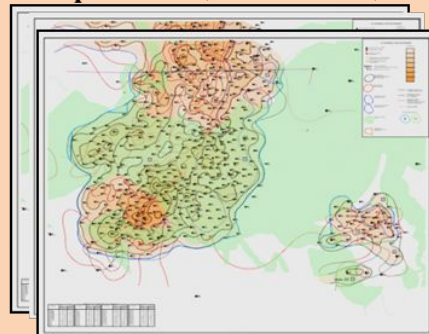
Учет материалов полевой геофизики



Карты по подошве коллектора



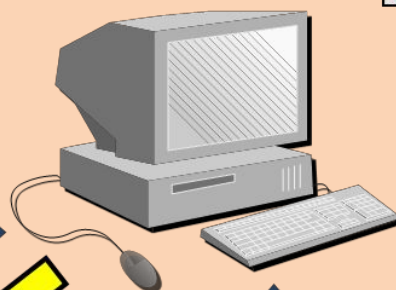
Карты эффективных и эффективных нефтенасыщенных толщин



Анализ результатов лабораторных исследований нефти



Защита отчета в ГКЗ

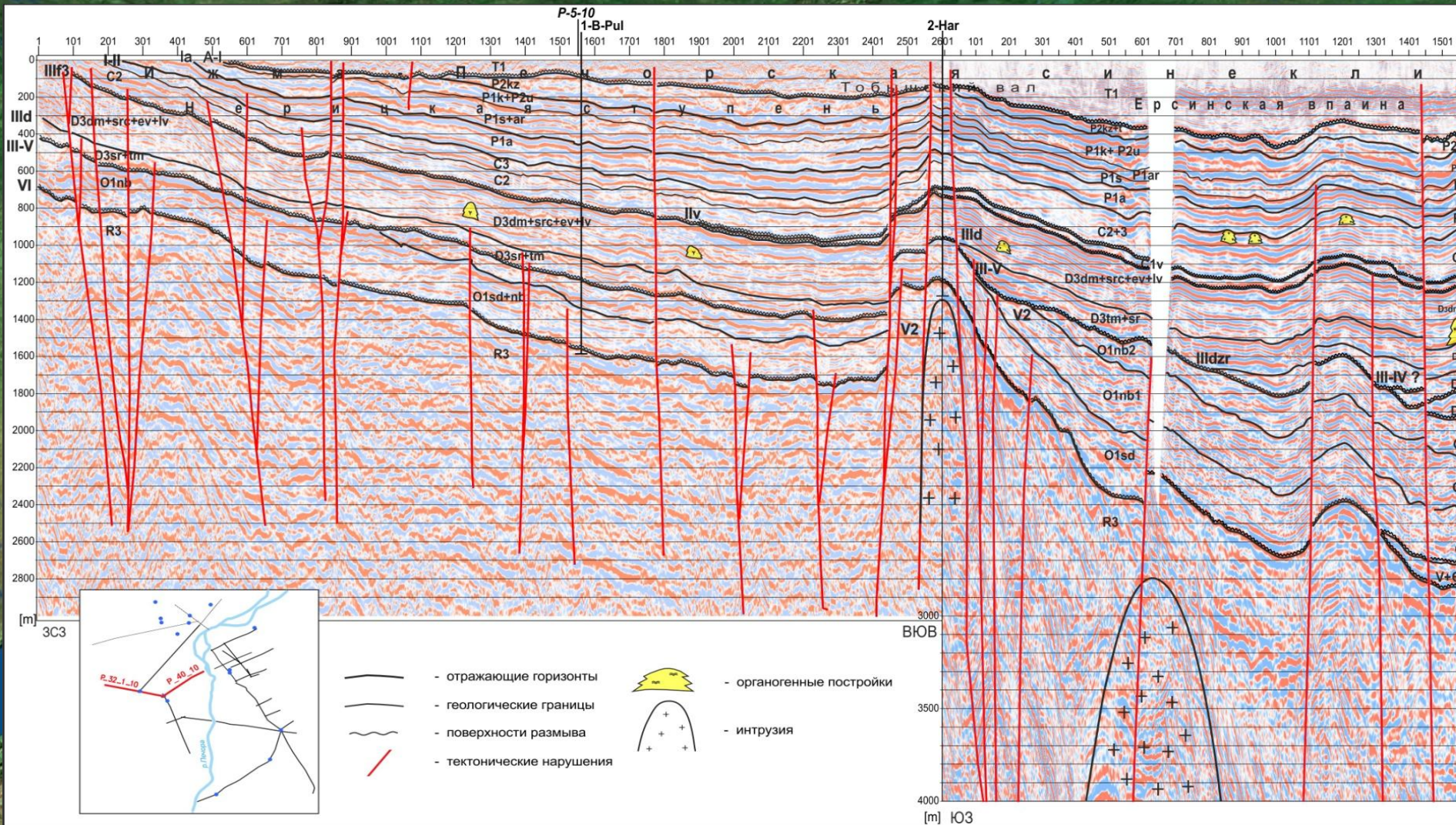


Подсчет запасов, объемный метод

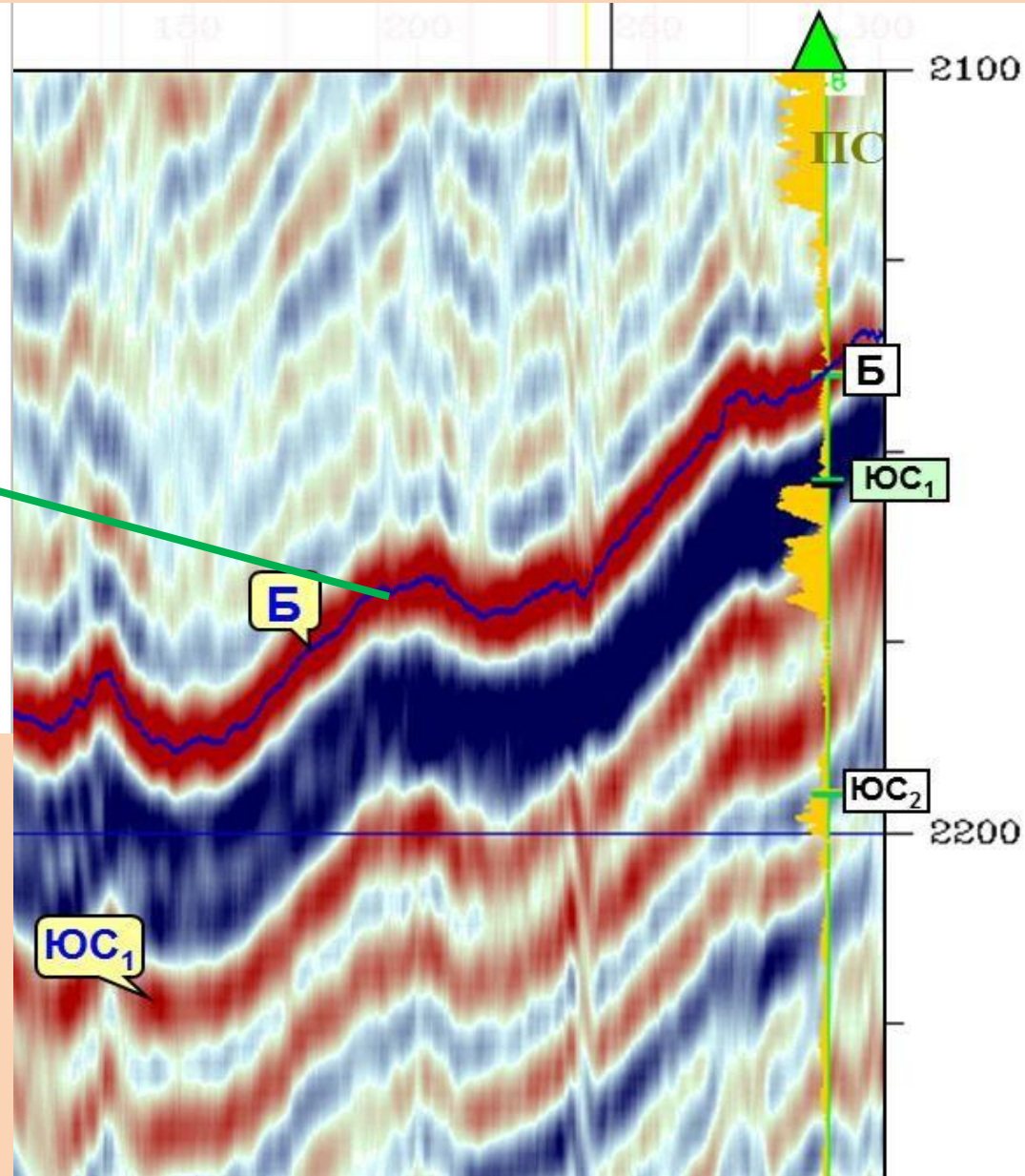
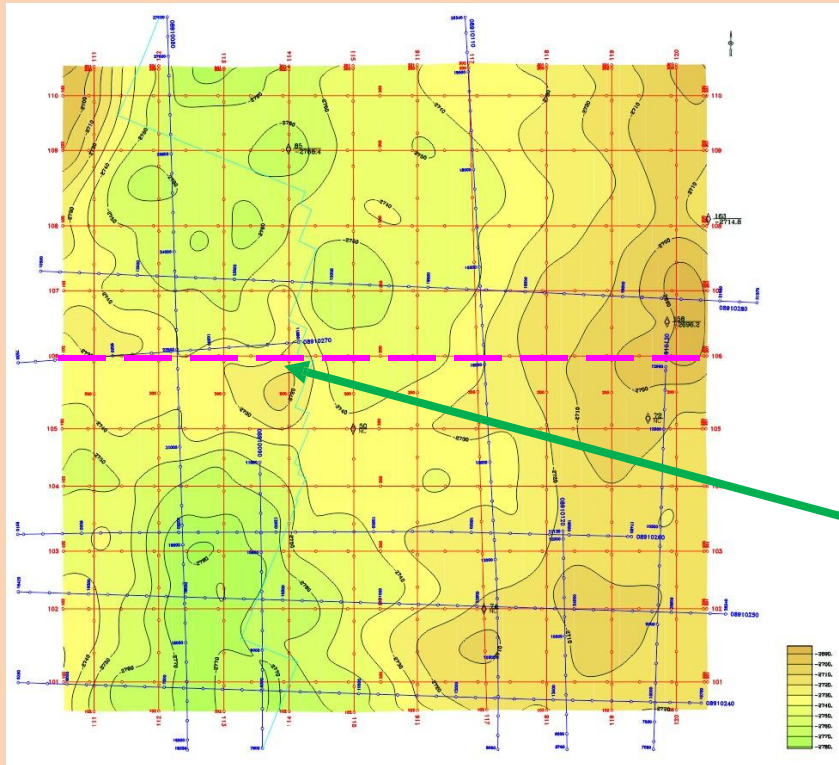
- 1) Межскважинная корреляция разрезов с целью выделения в разрезе литолого-стратиграфического комплекса нефтегазоносных горизонтов, пластов, пропластков и непроницаемых разделов между ними, а также прослеживание их по площади залежи.
- 2) Построение структурной модели на основании данных сейсморазведки и уточнения по данным бурения скважин



Выделение целевых перспективных комплексов



Сейсморазведка



Пример выявления структуры по верхнеюрскому отделу в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Построение структурных карт по кровле и подошве коллектора

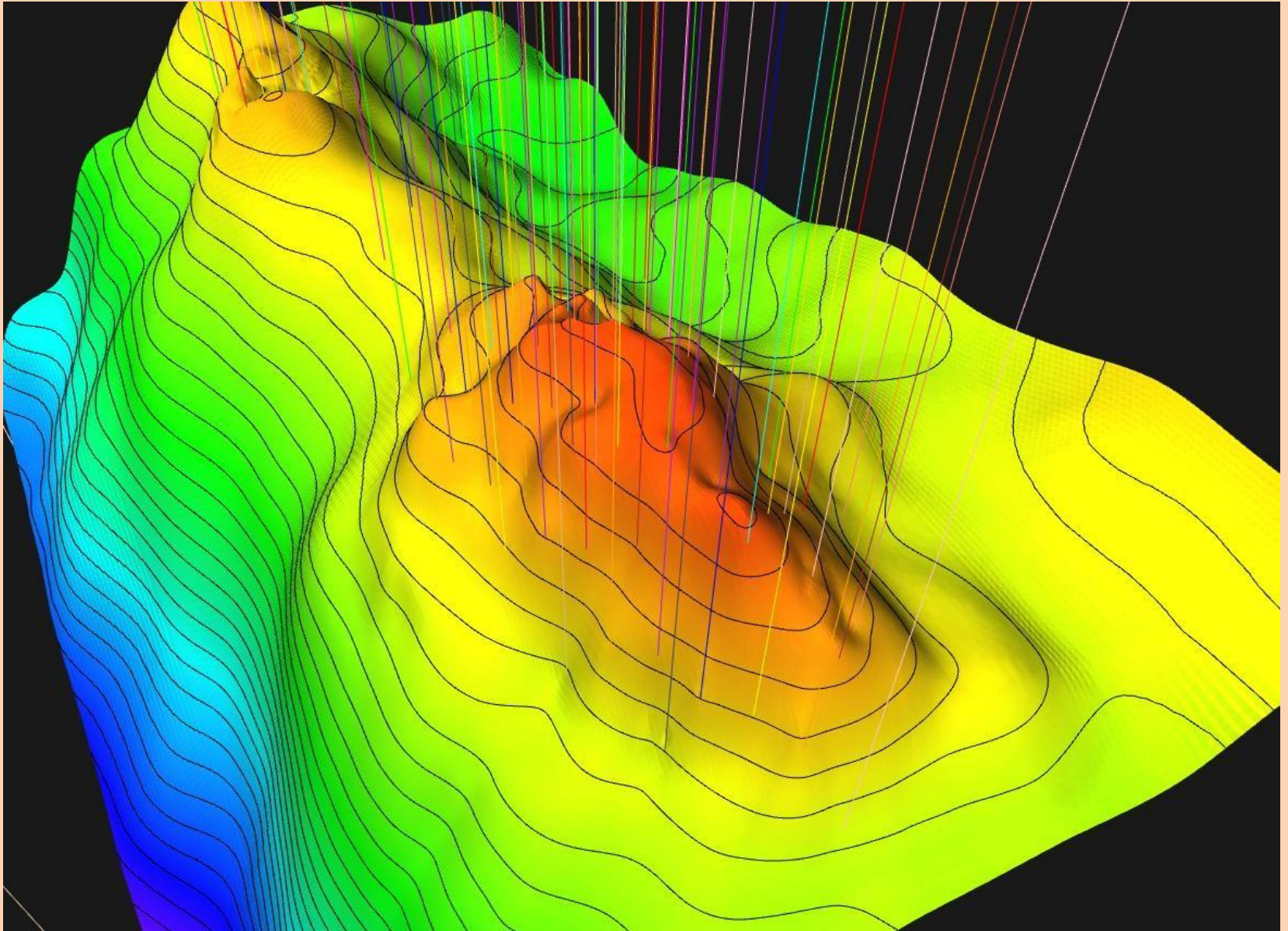
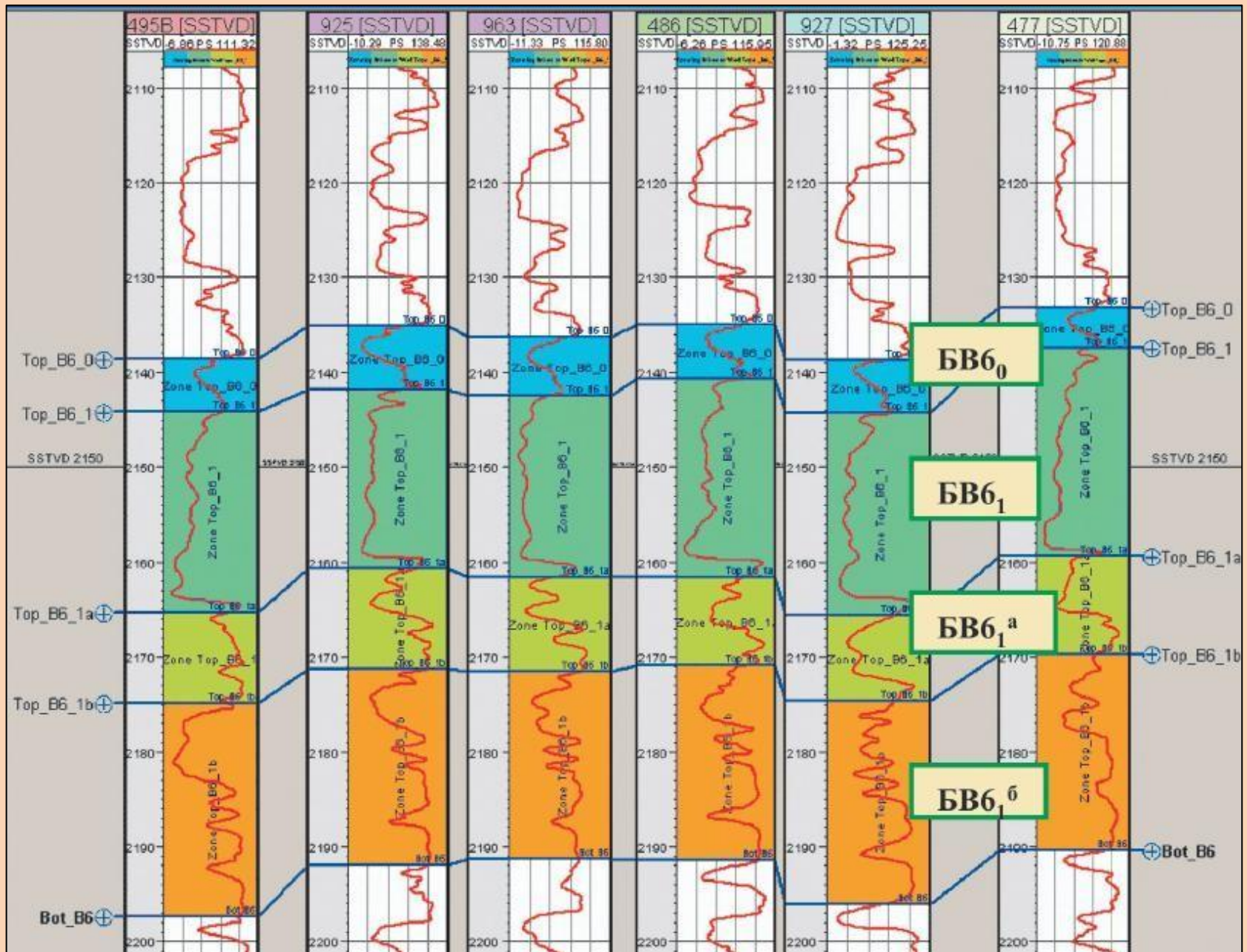
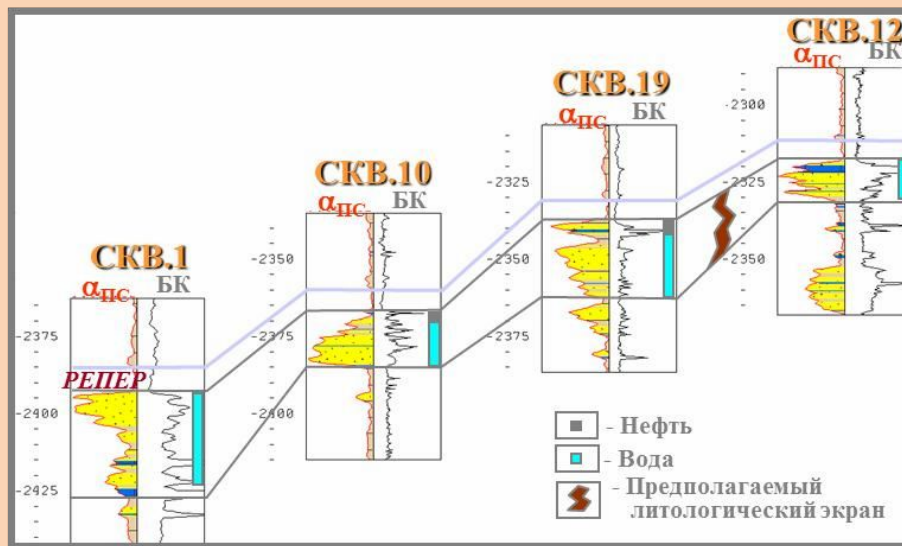


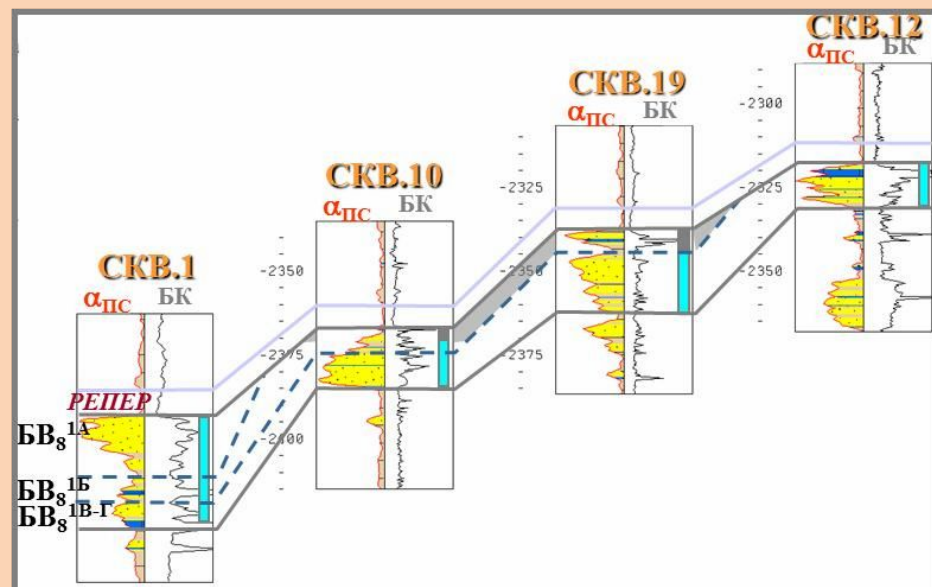
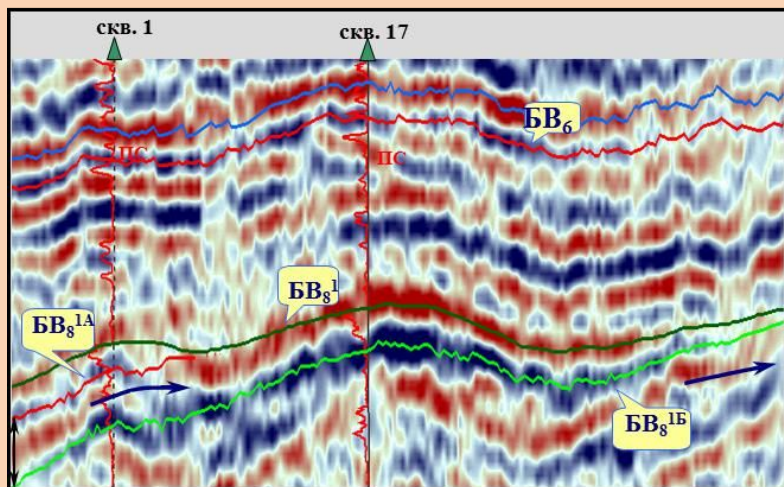
Схема детальной корреляции





Модель пласта BV_8^1 Курраганского месторождения до проведения сейсморазведки 3Д

Модель пласта BV_8^1 Курраганского месторождения после проведения сейсморазведки 3Д



Пример использования сейсморазведки 3Д при построении геологической модели. Западно-Сибирская НГП.

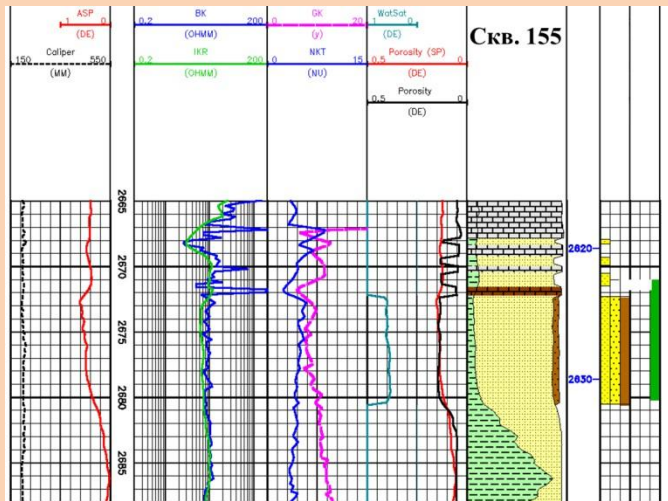
Подсчет запасов, объемный метод

3) Выделение коллекторов и определение параметров пласта и насыщающих его флюидов по пластовым пересечениям в скважинах;

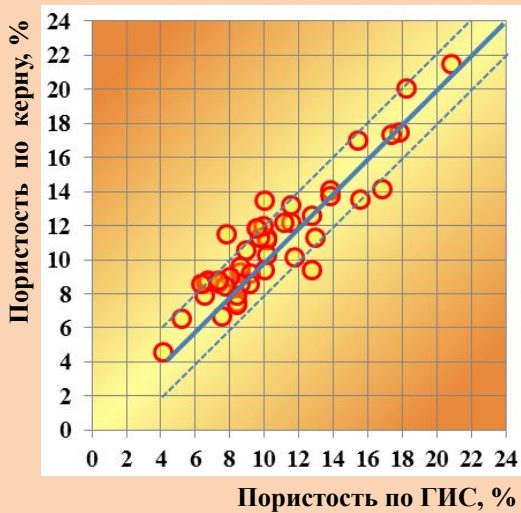
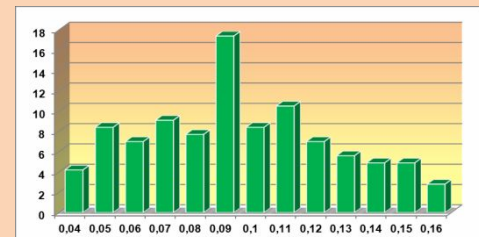
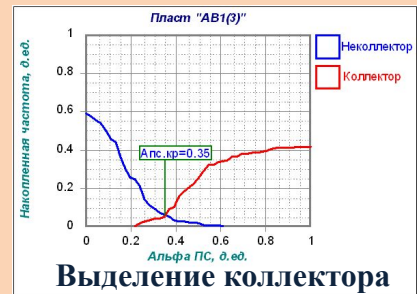
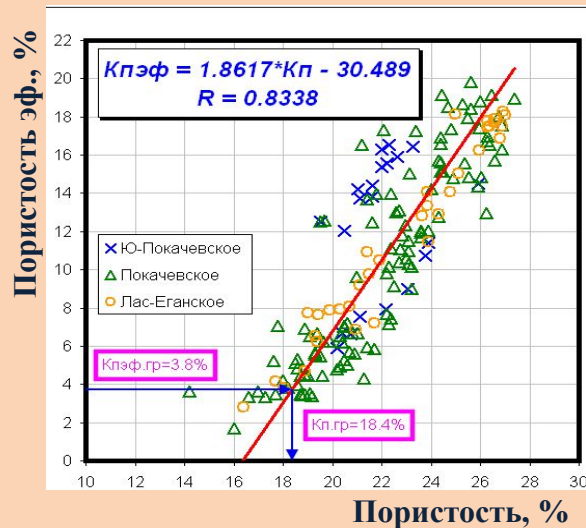
- на этом этапе в каждой скважине выделяются эффективные и эффективные нефте(газо)-насыщенные толщины пласта, определяются коллекторские свойства пластовых пересечений, нефте(газо)-насыщенность, отметки ВНК и ГВК, параметры нефти в пластовых и поверхностных условиях, начальные пластовые давление и температура;

Интерпретация промыслово-геофизических данных

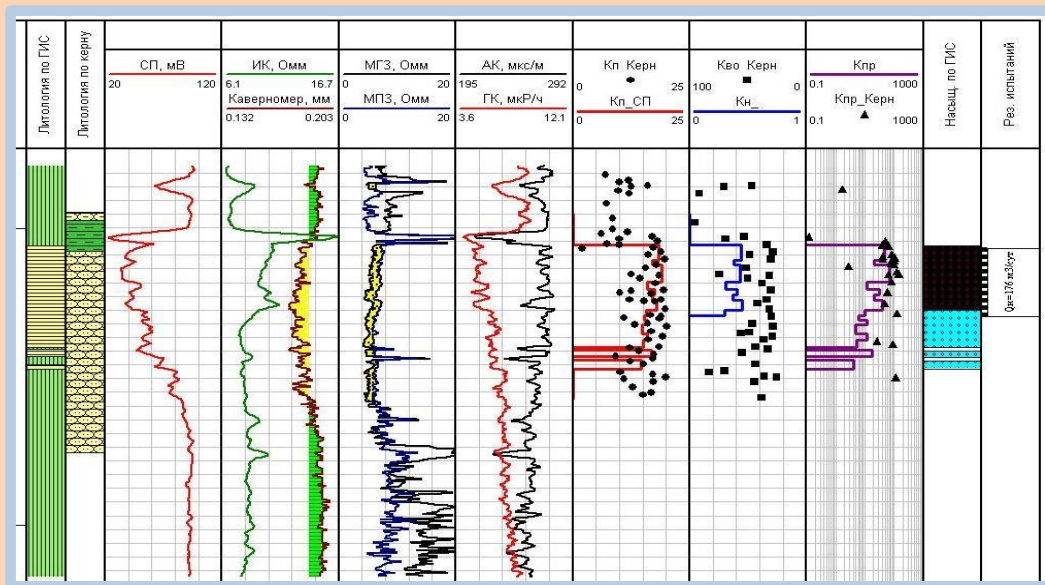
Анализ результатов интерпретации ГИС



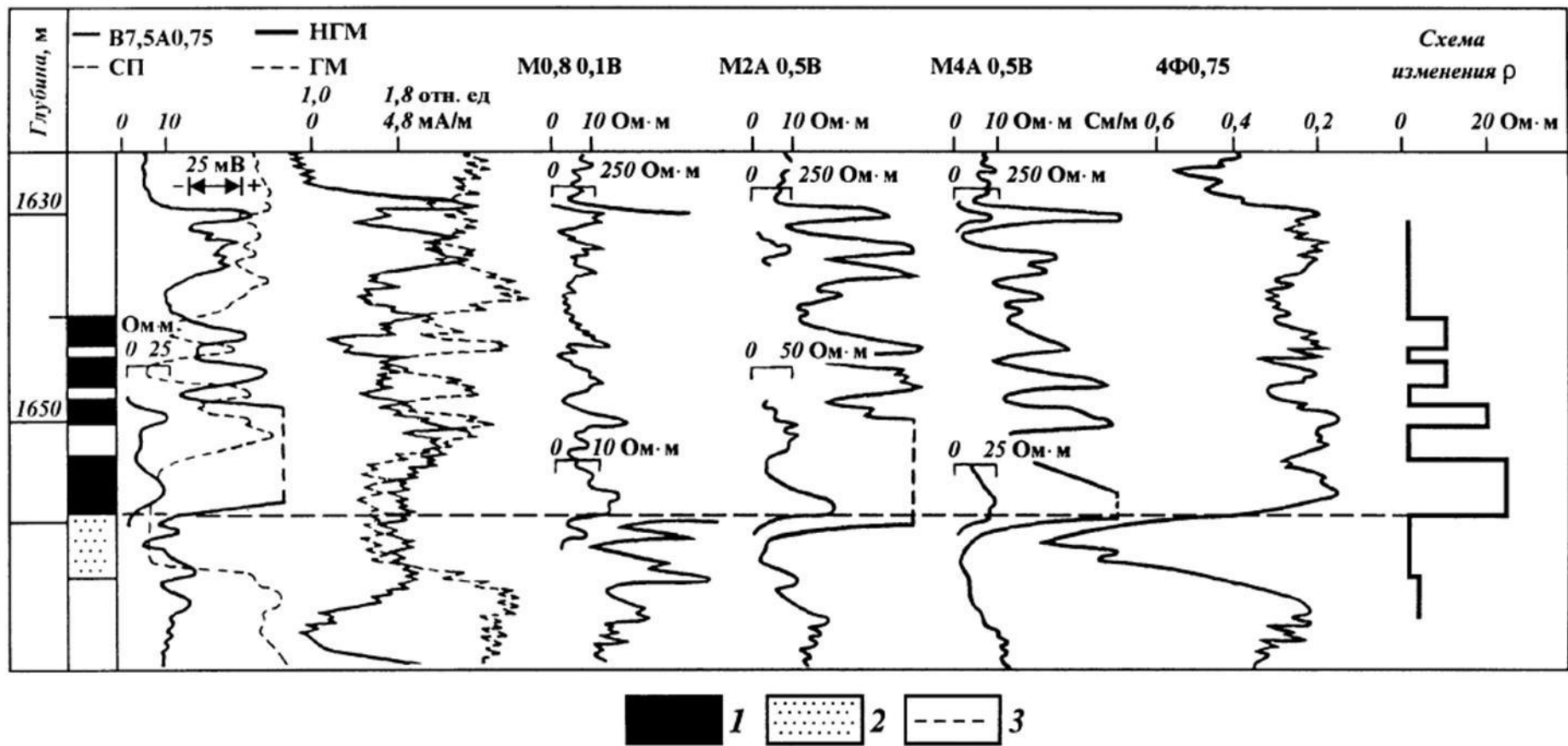
Сопоставления характера насыщения по ГИС и результатам испытаний.



Сопоставления пористости, определенной по керну и ГИС.



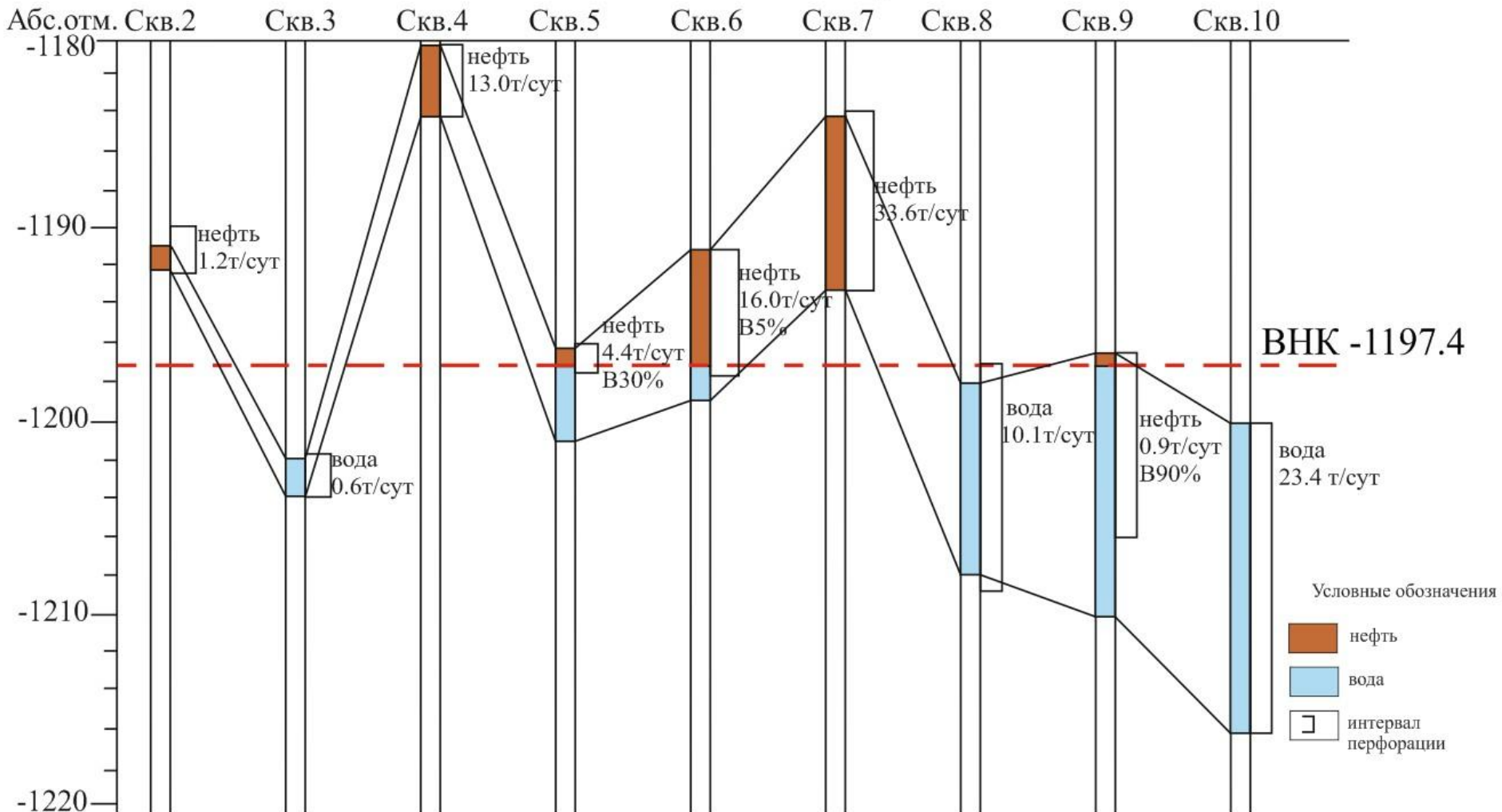
Интерпретация промыслово-геофизических данных



Определение положения ВНК по данным электростратиграфии и радиометрии при небольшой толщине переходной зоны (по Б.М. Орлинскому).
 Коллекторы: 1 — предельно нефтенасыщенный, 2 — водонасыщенный; 3 — ВНК

Обоснование положения ВНК

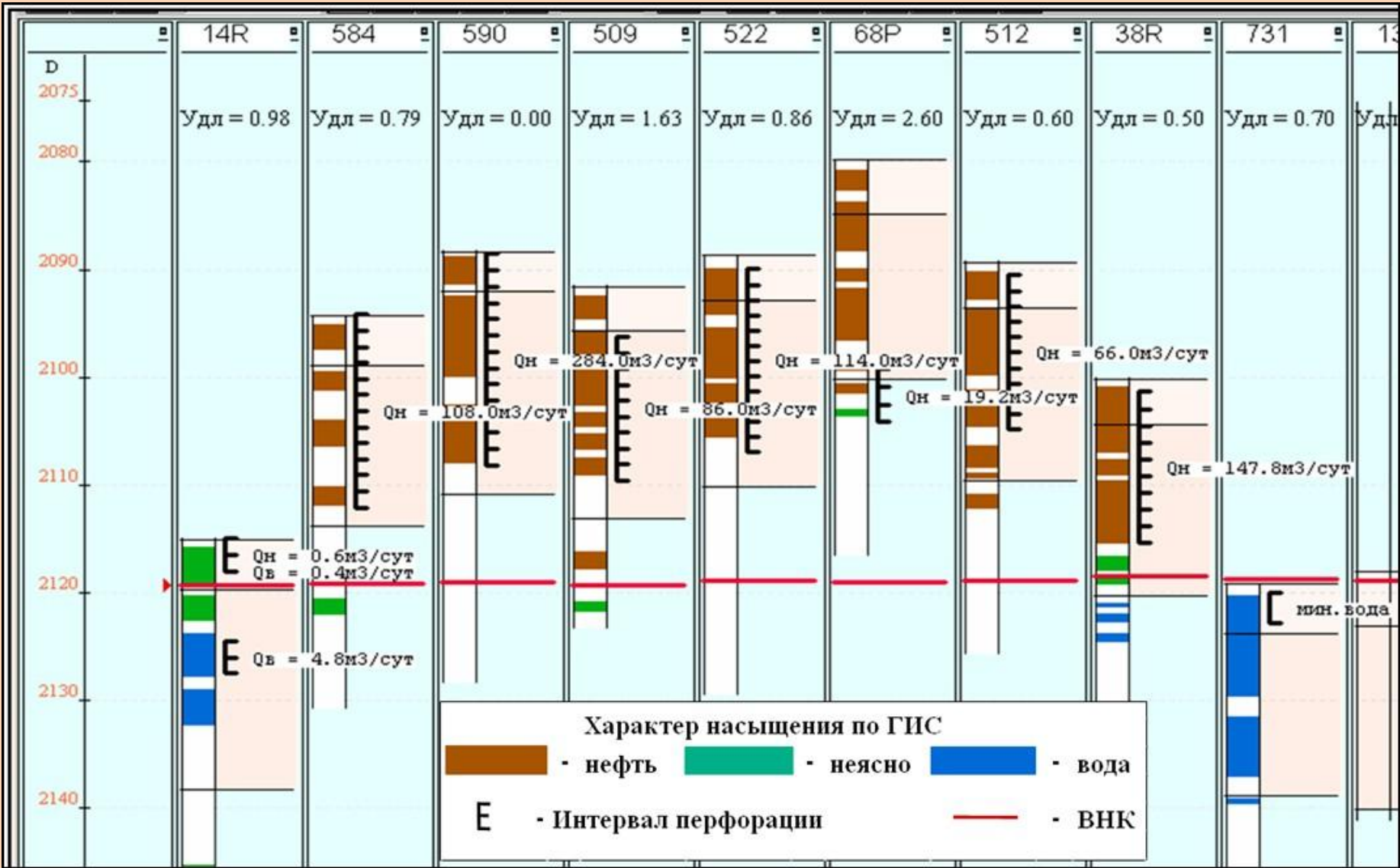
Схема обоснования водонефтяного контакта



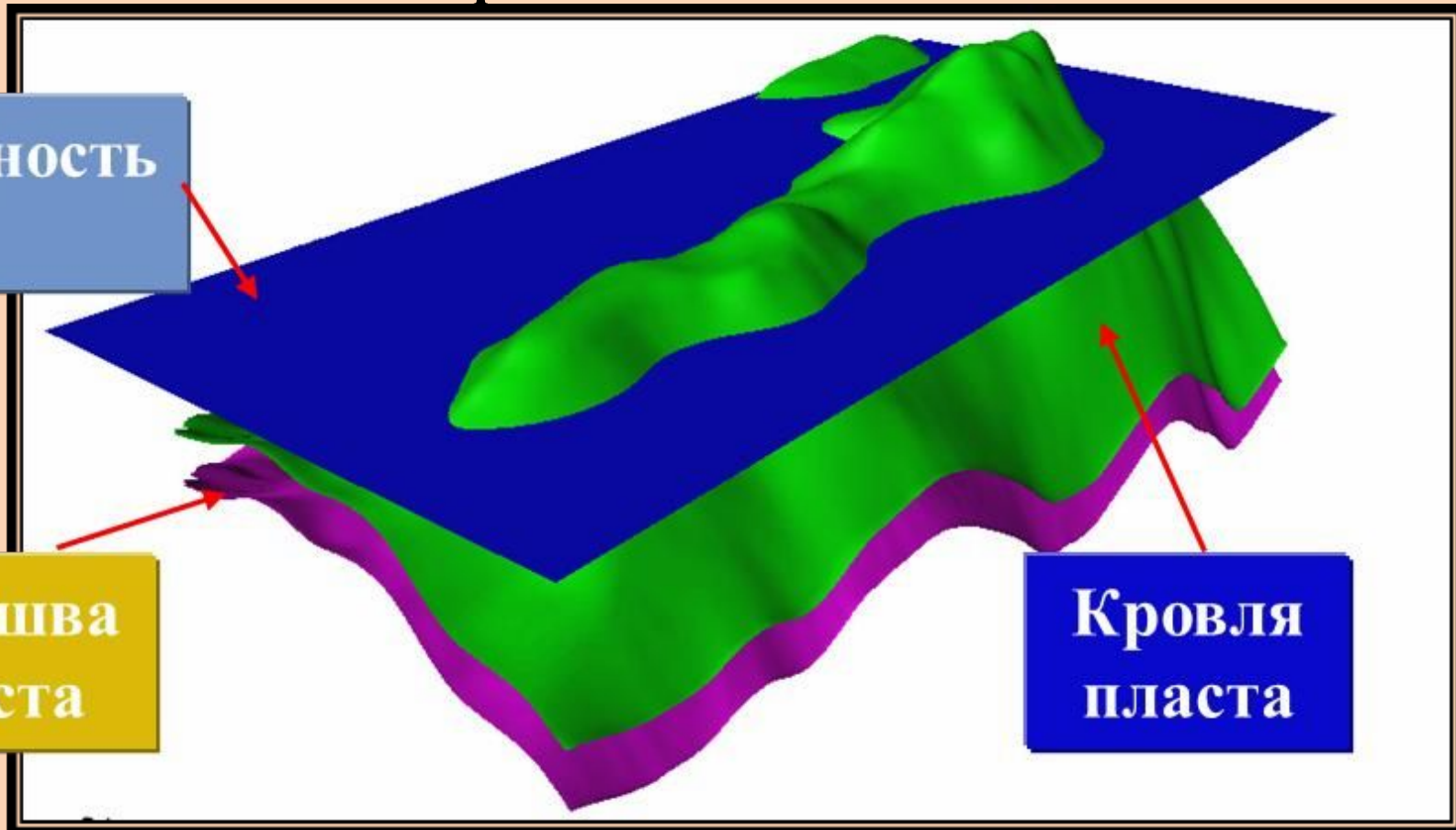
Подсчет запасов, объемный метод

4) Построение статической модели и подсчет запасов в соответствии со степенью изученности залежи; этим этапом предусматривается обоснование отметок ВНК и ГВК залежи в целом, обоснование и выделение границ залежи и подсчетных объектов и их геометризация, выбор варианта объемного метода и обоснование параметров подсчета; обоснование границ категорий запасов и составление подсчетного плана, подсчет геологических (или забалансовых) запасов по каждому подсчетному объекту и залежи в целом.

Анализ ВНК по разведочным и субвертикальным скважинам



Определение положения внешнего и внутреннего контуров нефтеносности



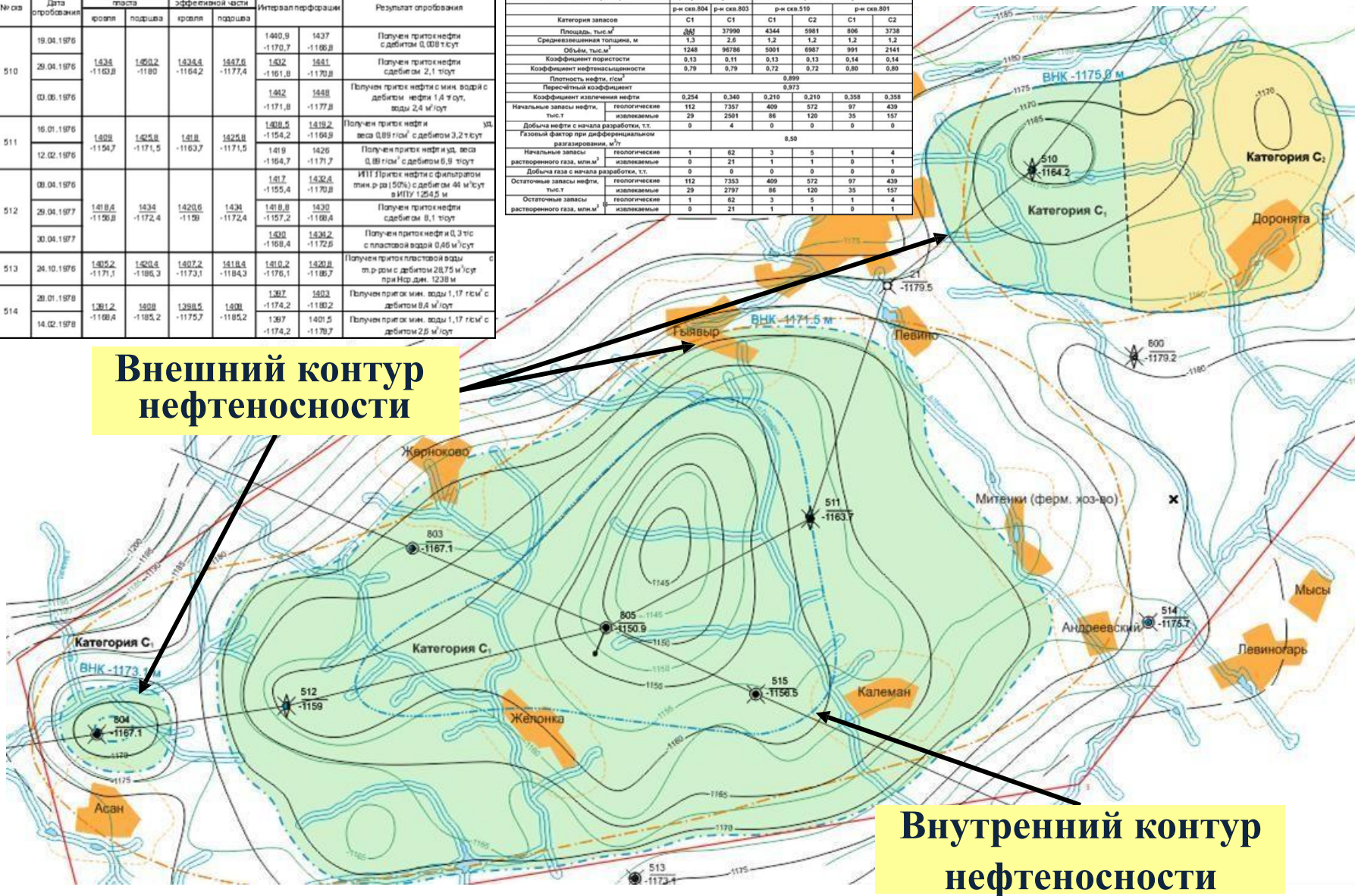
Подсчетный план

Результаты опробования скважин

Подсчетные параметры

№ скв	Дата опробования	Интервал запления пласта		Интервал запления эффективной части		Интервал перфорации	Результат опробования	
		кряжи	подшава	кряжи	подшава			
510	19.04.1976					1400,9 -1170,7	1437 -1186,9	Получен приток нефти с дебитом 0,008 т/сут
	29.04.1976	1434 -1163,8	1450,2 -1180	1434,4 -1164,2	1447,6 -1177,4	1432 -1161,8	1461 -1170,8	Получен приток нефти дебитом 2,1 т/сут
	03.06.1976					1492 -1171,8	1458 -1177,8	Получен приток нефти с мин. водой с дебитом нефти 1,4 т/сут, воды 2,4 м³/сут
511	16.01.1976	1408 -1154,7	1405,8 -1171,5	1418 -1163,7	1425,8 -1171,5	1400,5 -1154,2	1419,2 -1165,9	Получен приток нефти и уд. веса 0,89 г/см³ дебитом 3,2 т/сут
	12.02.1976					1419 -1164,7	1426 -1171,7	Получен приток нефти и уд. веса 0,88 г/см³ с дебитом 6,9 т/сут
512	08.04.1976					1417 -1155,4	1432,4 -1170,8	ИПП приток нефти с фильтратом тем. р-ра (50%) с дебитом 94 м³/сут в ИПУ 1254,5 м
	29.04.1977	1418,4 -1156,8	1434 -1172,4	1420,6 -1159	1434 -1172,4	1418,8 -1157,2	1430 -1180,4	Получен приток нефти дебитом 8,1 т/сут
	30.04.1977					1430 -1168,4	1436,2 -1172,6	Получен приток нефти и 0,3 т/с с пластовой водой 0,46 м³/сут
513	24.10.1976	1405,2 -1171,7	1420,4 -1186,3	1407,2 -1173,1	1418,4 -1184,3	1401,2 -1176,1	1420,8 -1186,7	Получен приток пластовой воды при р-ре с дебитом 28,75 м³/сут при Нер.дм. 1239 м
514	28.01.1978					1402 -1174,2	1403 -1180,2	Получен приток мин. воды 1,17 г/см³ с дебитом 8,4 м³/сут
	14.02.1978	1381,2 -1168,4	1408 -1185,2	1388,5 -1175,7	1400 -1185,2	1397 -1174,2	1401,5 -1176,7	Получен приток мин. воды 1,17 г/см³ с дебитом 2,6 м³/сут

Наименование параметров	Центральный участок		Северо-восточный участок			
	р-н скв.804	р-н скв.803	р-н скв.510	р-н скв.501	р-н скв.501	р-н скв.501
Категория запасов	C1	C1	C1	C2	C1	C2
Площадь, тыс. м²	37990	4344	5981	806	3738	
Среднегеологическая толщина, м	1,3	2,8	1,2	1,2	1,2	1,2
Объем, тыс. м³	1248	96786	5501	6987	991	2141
Коэффициент пористости	0,13	0,11	0,13	0,13	0,14	0,14
Коэффициент нефтенасыщенности	0,79	0,79	0,72	0,72	0,80	0,80
Плотность нефти, г/см³	0,899					
Порочный коэффициент	0,913					
Коэффициент извлечения нефти	0,254	0,340	0,210	0,210	0,358	0,358
Начальные запасы нефти, тыс. т	112	7357	409	572	97	439
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	29	2501	86	120	35	157
Добыча нефти с начала разработки, т/т	0	4	0	0	0	0
Газовый фактор при дифференциальном разгазировании, м³/т	8,50					
Начальные запасы растворенного газа, млн. м³	1	62	3	5	1	4
Извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м³	0	21	1	1	0	1
Добыча газа с начала разработки, т/т	0	0	0	0	0	0
Остаточные запасы нефти, тыс. т	112	7353	409	572	97	439
Извлекаемые запасы нефти, тыс. т	29	2797	86	120	35	157
Остаточные запасы растворенного газа, млн. м³	1	62	3	5	1	4
Извлекаемые запасы растворенного газа, млн. м³	0	21	1	1	0	1

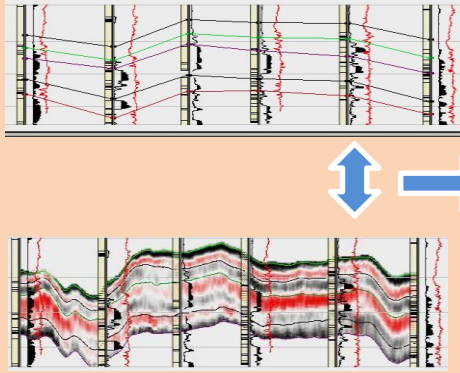


Внешний контур нефтеносности

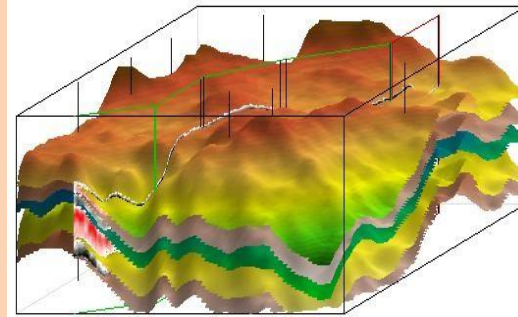
Внутренний контур нефтеносности

СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

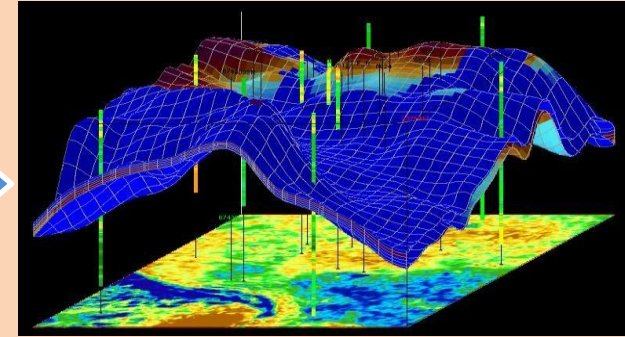
Анализ геолого-геофизических данных с целью определения типа напластования.



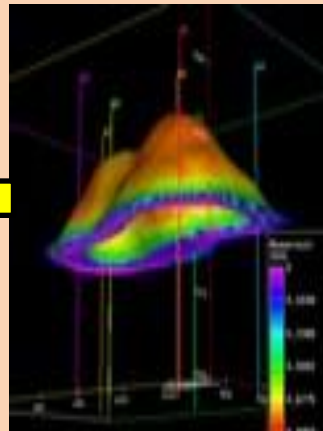
1. Построение структурного каркаса



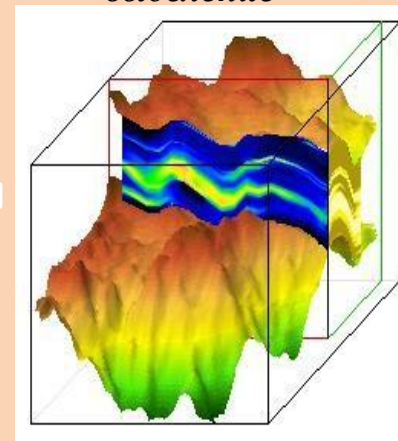
2. Загрузка скважинных данных и сейсмических атрибутов



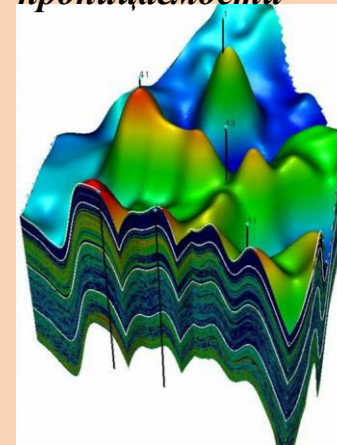
5. Расчет насыщения, выделение залежи



4. Построение литологической модели пласта и выделение



3. Построение куба пористости, проницаемости



- Расчет запасов У.В. по геологической модели 3Д.
- Защита модели в ГКЗ.

База для построения гидродинамической модели, обоснования КИН

Изучение геологического строения залежей базируется на фактических данных, полученных в результате проведения геологоразведочных работ

Последовательность проведения ГРР регламентируется “Положением об этапах и стадиях ГРР на нефть и газ” утверждаемым Минприроды РФ

Геологоразведочные работы

Геологоразведочные работы - комплекс различных специальных геологических и других работ, производимых с целью поиска, обнаружения и подготовки к промышленному освоению месторождений полезных ископаемых

Процесс поисково-разведочных работ на нефть и газ является многоступенчатым (стадийным) – сложным и длительным

Геологоразведочные работы на нефть и газ в зависимости от стоящих перед ними задач, состояния изученности нефтегазоносности недр подразделяются на: региональный, поисково-оценочный и разведочный этапы с выделением в них стадий

Основные принципы ведения геологоразведочных работ

В результате проведения геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ необходимо решить следующие задачи:

- определить, изучить и оконтурить возможные нефтегазоносные провинции, области и зоны нефтегазонакопления;
- осуществить количественный прогноз нефтегазоносности этих территорий и определить оптимальное направление поисковых работ;
- выявить новые, возможно нефтегазоносные комплексы и зоны нефтегазонакопления в освоенных нефтегазоносных областях;

Основные задачи ведения геологоразведочных работ

- **открыть, оценить и подготовить к разработке месторождения и залежи нефти и газа;**
- **выявить новые залежи в пределах разрабатываемых месторождений нефти и газа.**

Геологоразведочные работы, характеризуются следующими особенностями:

- дефицитом информации и необходимой точности, при резком увеличении стоимости для получения более надежной информации;**
- принятием решений в условиях неопределенности (определенность связана как с дискретностью и неравномерностью сети наблюдений, так и с недостаточной информативностью методов, недостаточно полной разработанностью геологической теории);**

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ПО ЗАВЕРШЕНИИ ЭТАПА ПОИСКА

Запасы нефти и свободного газа открытых залежей подсчитываются при минимальной информации, имеющейся к этому моменту.

По единственной скважине, давшей промышленный приток нефти или свободного газа, должны быть выделены эффективные нефте(газо)- насыщенные толщины, изучены коллекторские свойства и другие параметры.

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ПО ЗАВЕРШЕНИИ СТАДИИ ПОИСКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)

Структурный план залежи определяется структурной картой, служившей основой для постановки поискового бурения.

Граница площади с запасами категории C_1 проводится вокруг скважины на расстоянии, равном двум шагам будущей эксплуатационной сетки. На остальной площади залежи запасы относятся к категории C_2 .

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НА ЭТАПЕ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)

Одна из основных задач, решаемых на этой стадии,—установление промышленной ценности открытого месторождения.

Подсчет запасов должен дать ответ на вопрос о величине запасов разведываемых залежей. Этим определяются требования к детальности выделения подсчетных объектов при геометризации залежей и обосновании параметров подсчета.

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НА ЭТАПЕ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ)

Необходимо учесть, что редкая сеть разведочных скважин ограничивает возможности детализации. В связи с этим залежи в разрезе не дифференцируются. Исключение должны составлять крупные и уникальные массивные залежи, если в их разрезе прослеживаются пачки пород с резко различными коллекторскими свойствами.

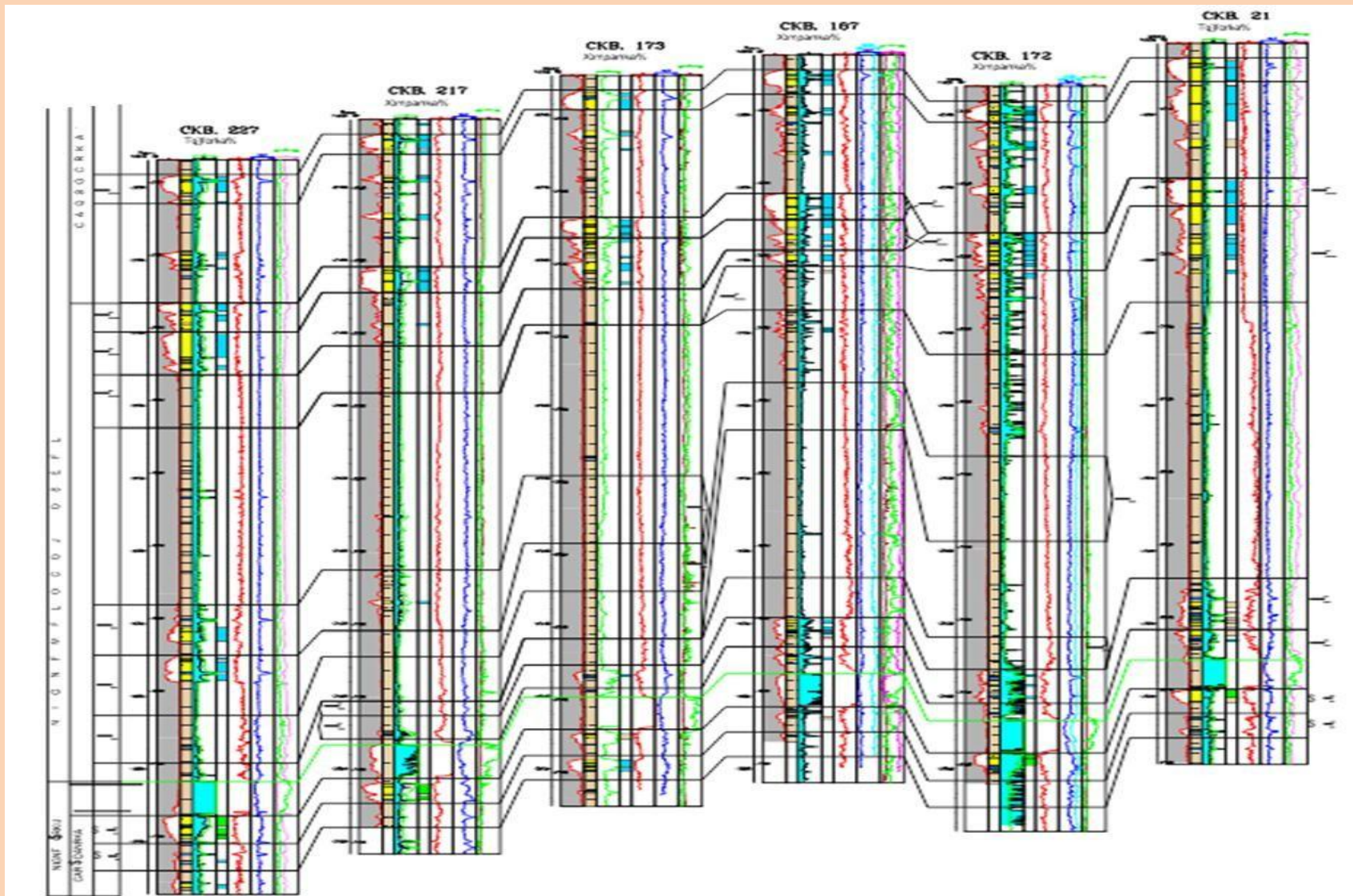
ПРИНЦИПАЛЬНАЯ СХЕМА ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ

РАЗВЕДОЧНОГО ЭТАПА



Межскважинная корреляция

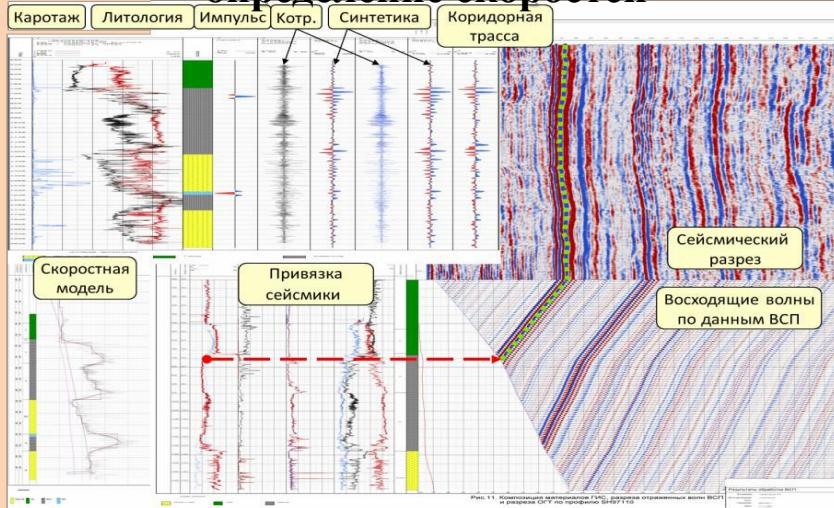
Разведочные скважины



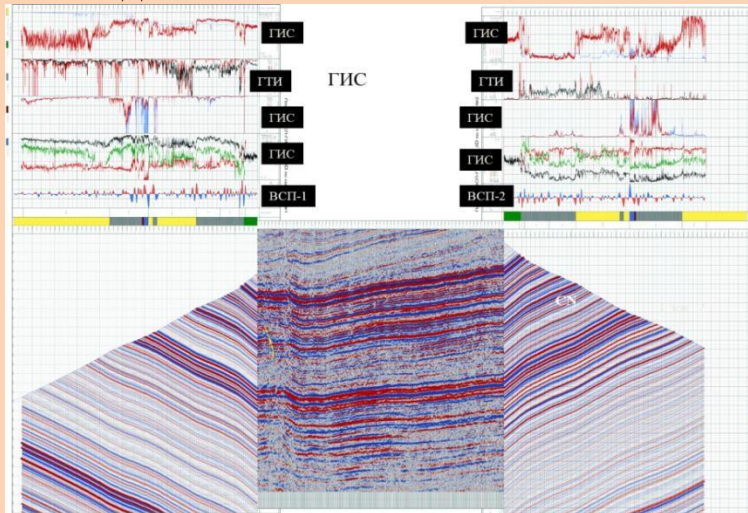
Пример по Западно-Сибирская НГП.

Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)

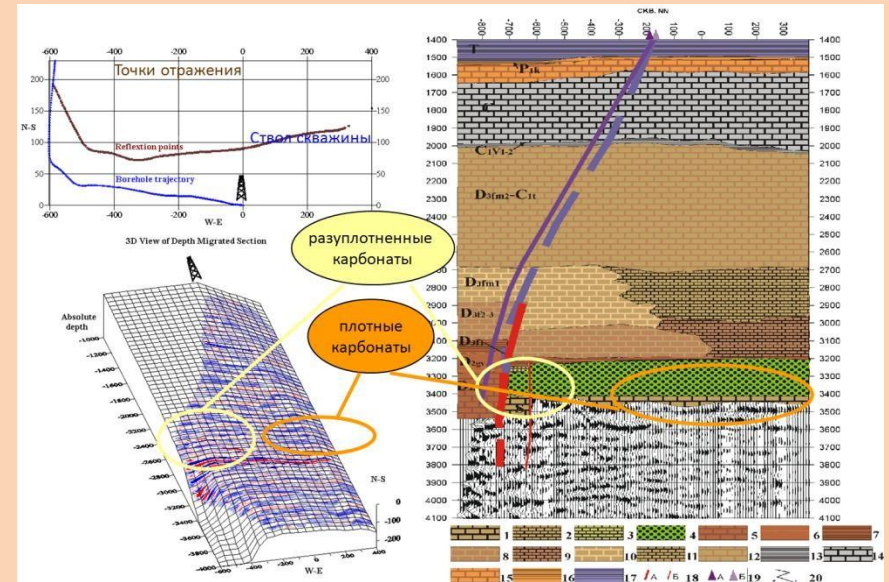
Стратиграфическая привязка отражений,
определение скоростей



Межскважинная корреляция
по данным ГИС = ВСП - ОГТ

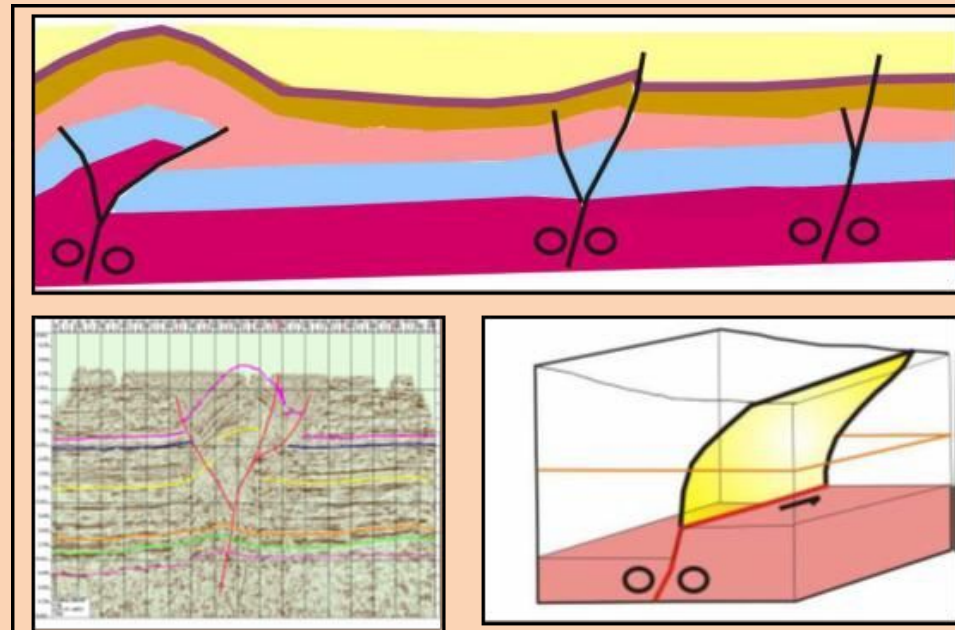


Прогноз свойств пород в околоскважинном
пространстве наклонной скважины

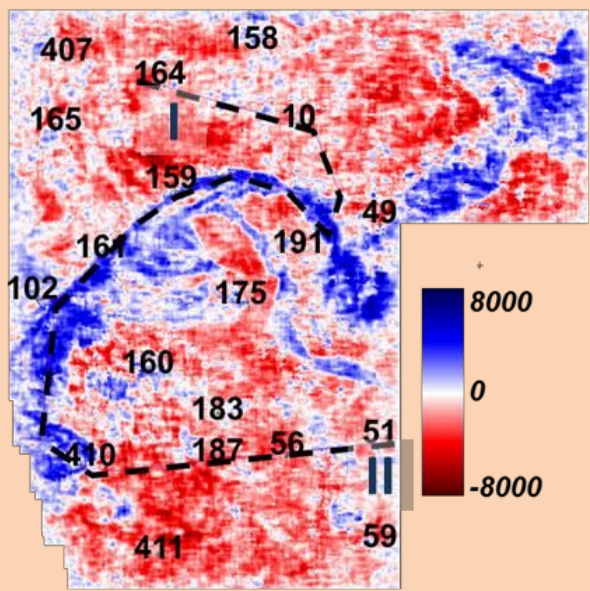


Создание седиментационной модели

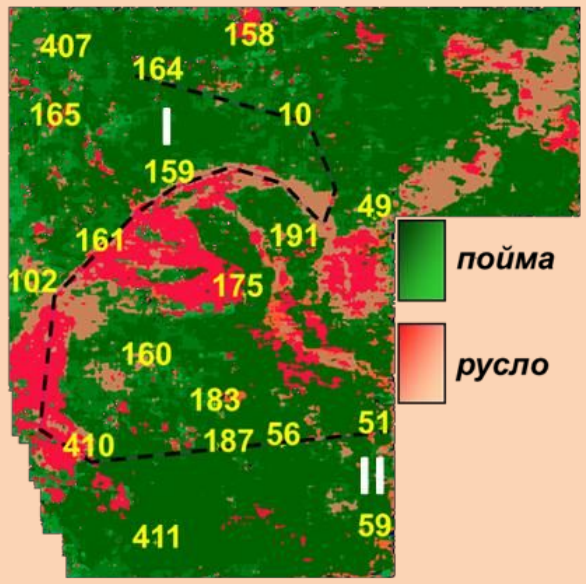
Тектоническая модель



Использование сейсморазведки 3Д при реконструкции обстановки осадконакопления



А) Временной седиментационный срез волнового поля вблизи кровли коллектора пласта АВ₂



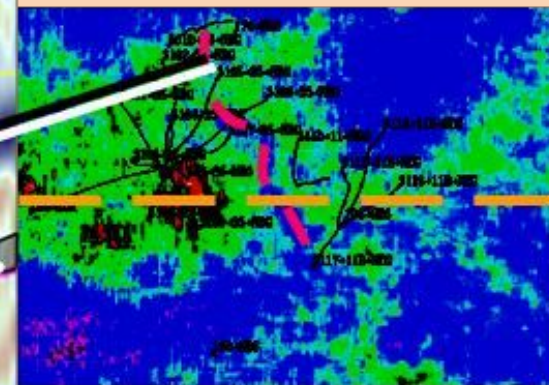
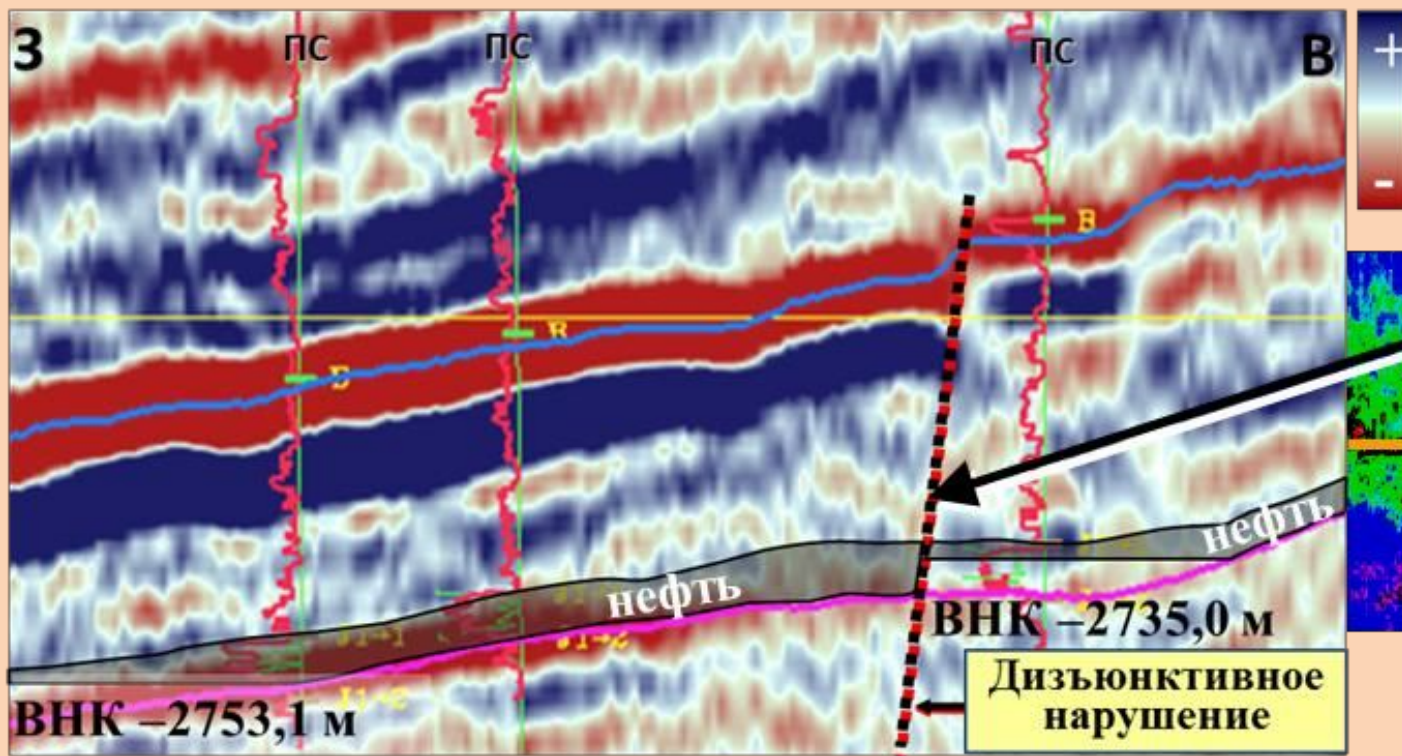
Б) Результат автоматического разделения волнового поля в интервале отражения от пласта АВ₂ на классы



В) Фрагмент временного разреза выровненный на горизонт М

Пример проявления отложений палеорусла в волновом поле. Западно-Сибирская НГП.

Использование сейсморазведки 3Д для уточнения границ залежи

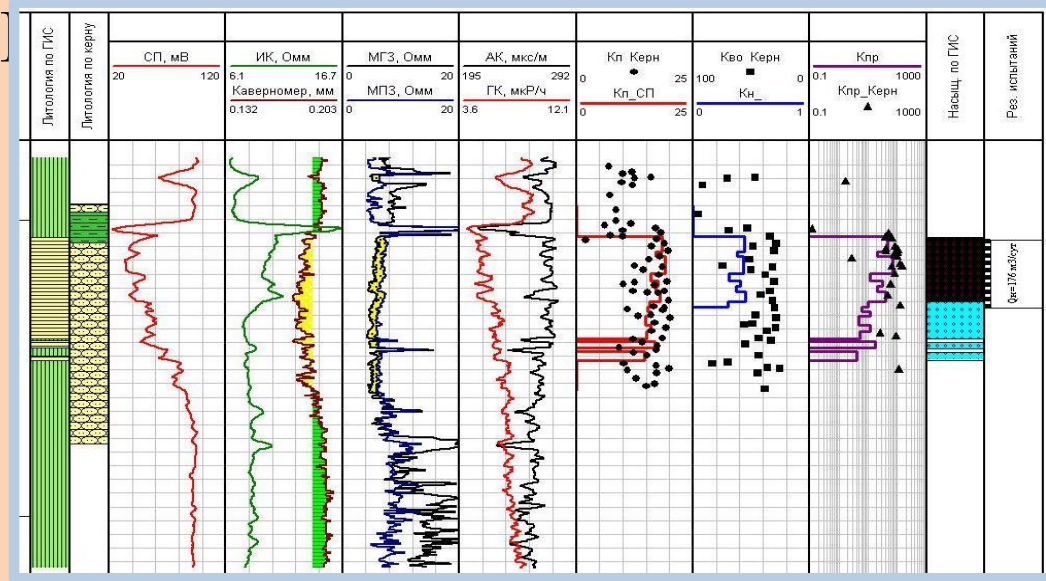


Фрагмент карты средних амплитуд

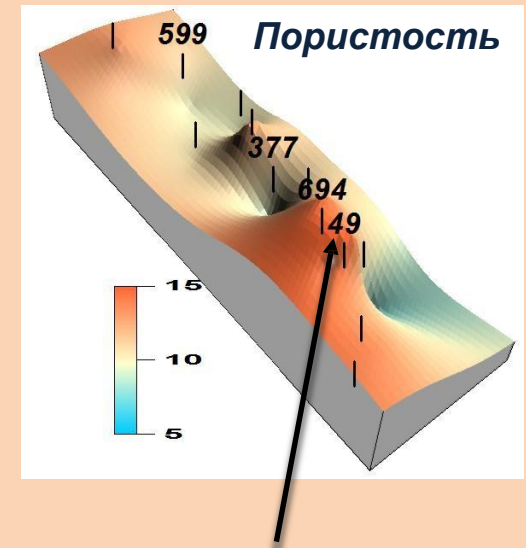
Фрагмент временного сейсмического профиля

Иллюстрация волнового поля в районе расположения зоны тектонического экранирования.
Западно-Сибирская НГП.

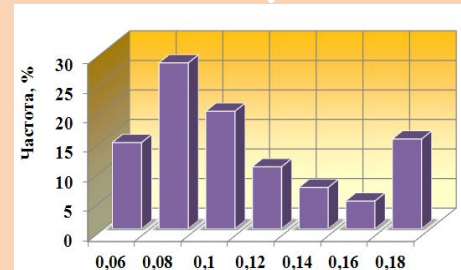
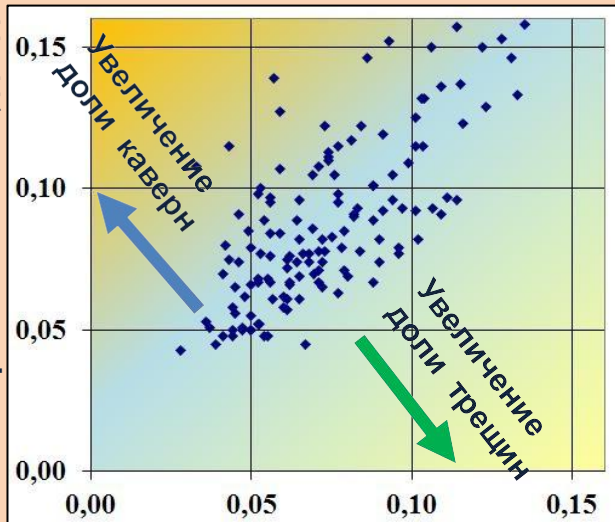
Разведочное бурение. Интерпретация данных ГИС.



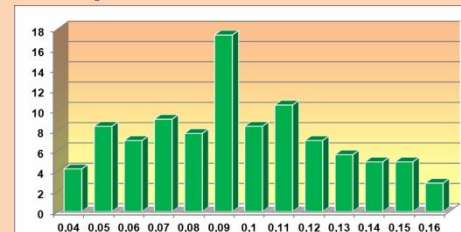
Анализ результатов интерпретации ГИС



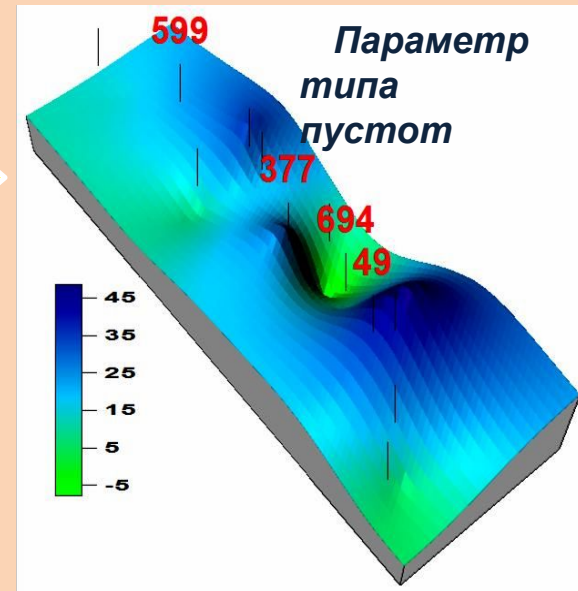
Дебиты нефти, т/сут



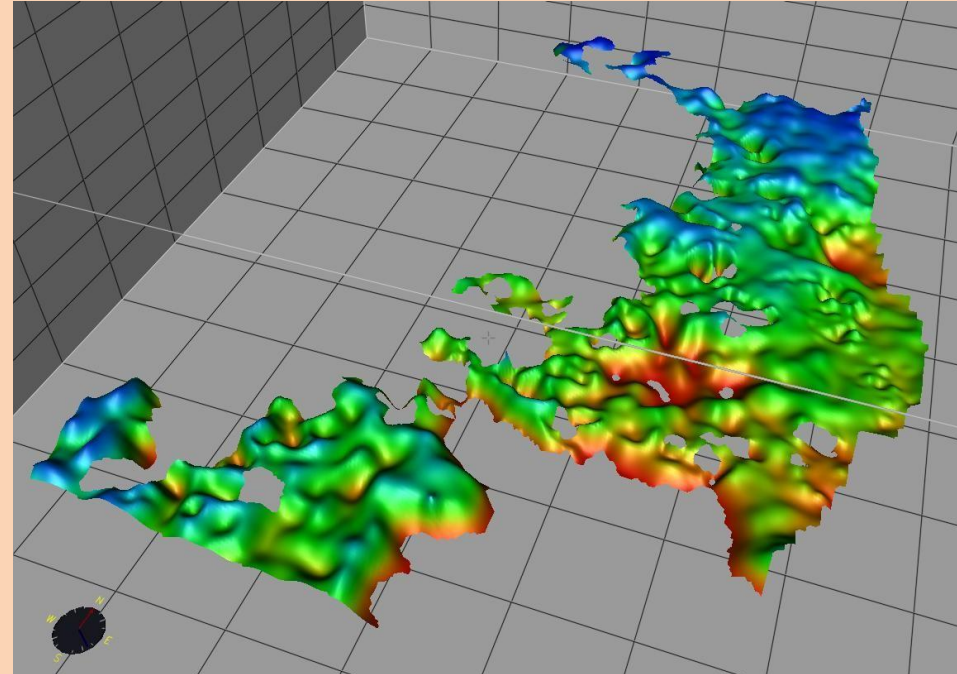
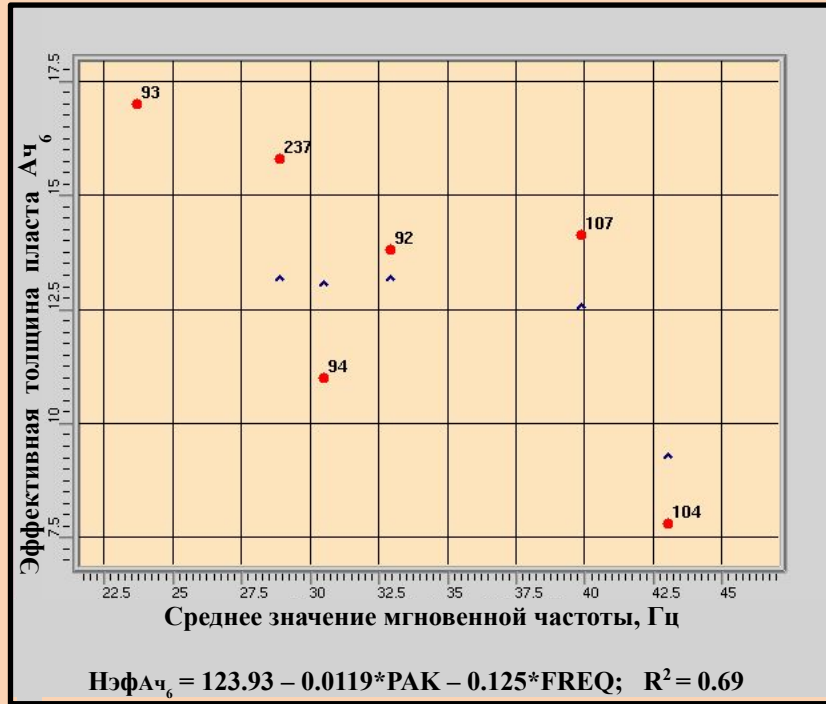
Пористость по НГК, д. ед.



Пористость по АК, д. ед.



Использование сейсморазведки 3Д для прогнозирования петрофизических свойств пород



$H_{эфAч_6}$ – эффективная толщина пласта $Aч_6$, м;

PAK – средние значения импедансов в интервале горизонта $Aч_6$, $кПа \cdot c/м$;

$FREQ$ – среднее значение мгновенной частоты в интервале горизонта $Aч_6$, Гц;

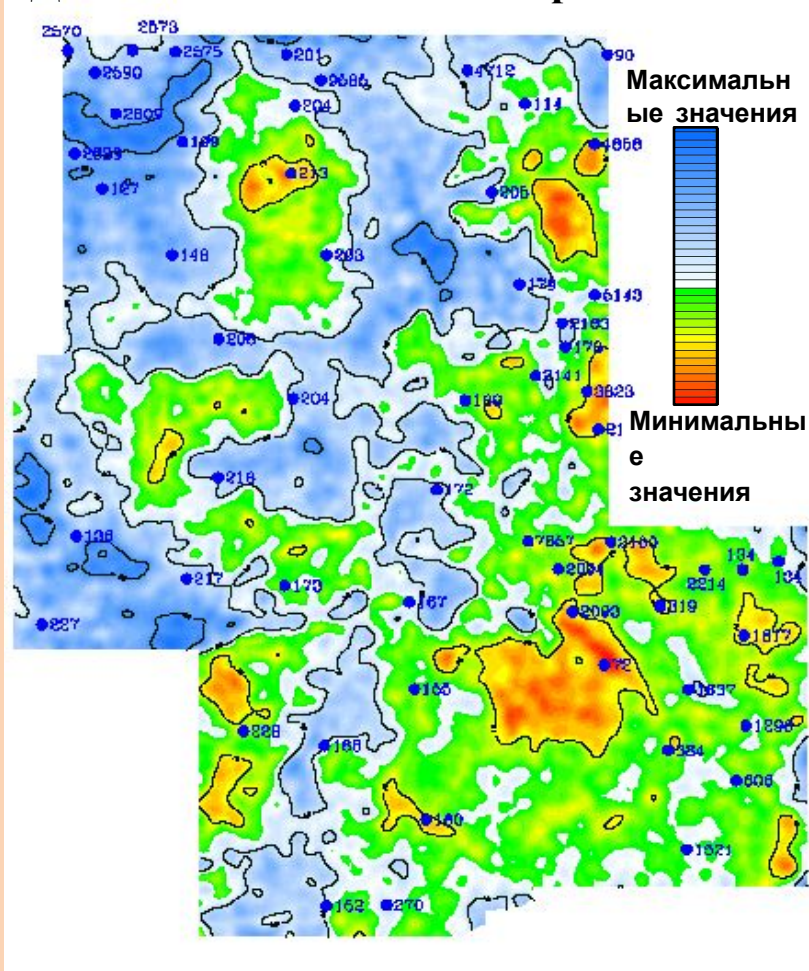
R^2 – квадратичный коэффициент корреляции.

Пример интерполяции параметров пласта в межскважинном пространстве с учетом свойств волнового поля. Западно-Сибирская НГП.

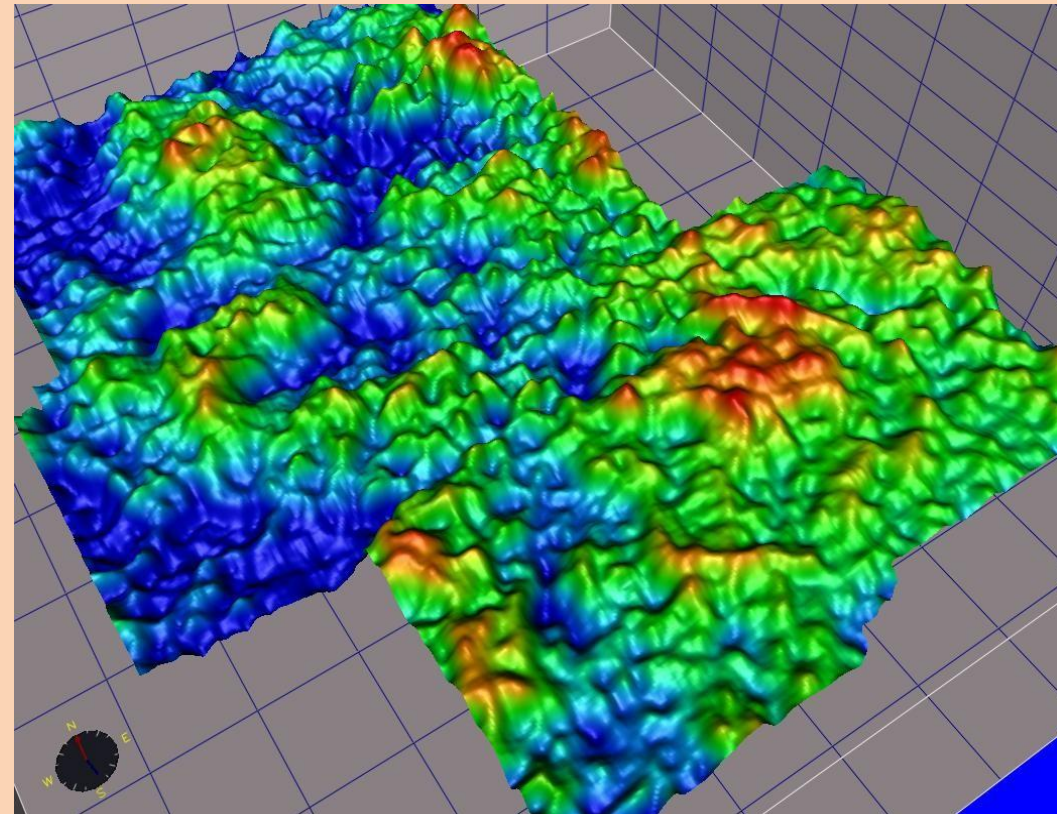
Использование сейсморазведки 3Д для прогнозирования петрофизических свойств пород

Сейсмический атрибут:

«Доля окна с половиной энергии сигнала»



Эффективная толщина пласта
(суммарная толщина слоев пород-коллекторов)

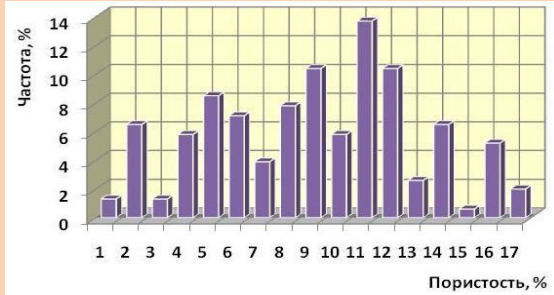


Пример интерполяции параметров пласта в межскважинном пространстве с учетом свойств волнового поля. Чумпасское месторождение Западно-Сибирская НГП.

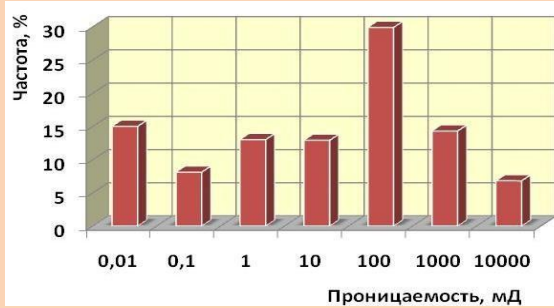
Разведочное бурение. Исследование керна.

Исследование керна.

Пористость



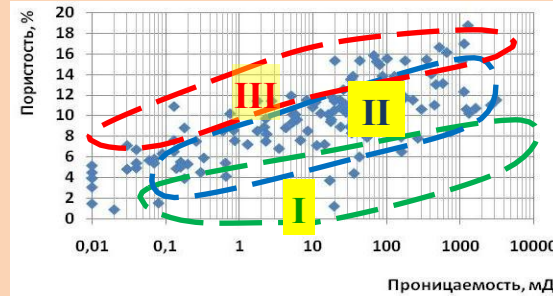
Проницаемость



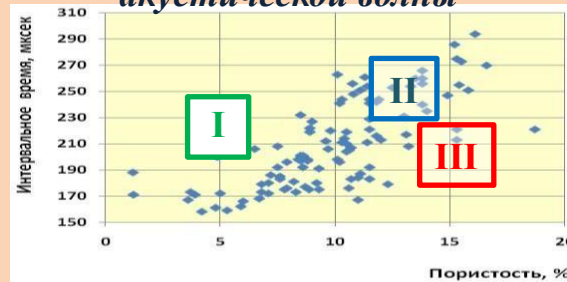
Остаточная водонасыщенность



Соотношение пористости и проницаемости



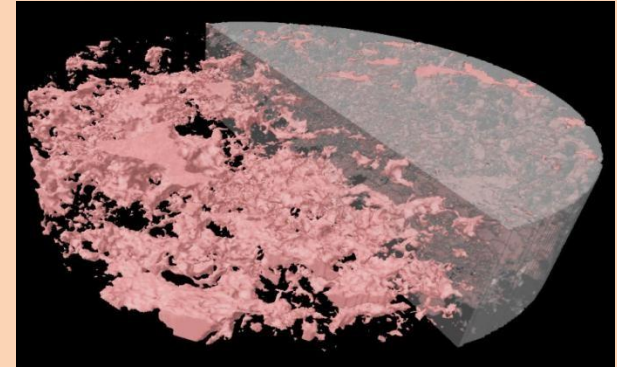
Соотношение пористости и интервального времени пробега акустической волны



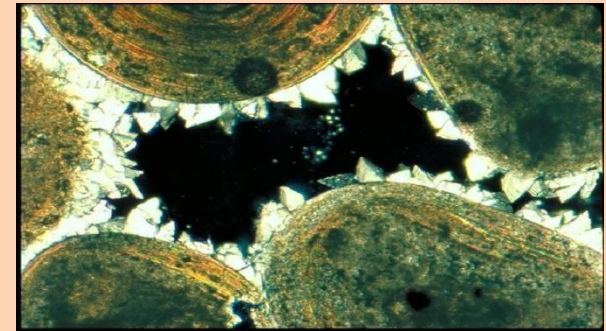
Типы коллекторов:

- I. – трещинный и порово-трещинный;
- II. – каверно-поровый, поровый и трещино-поровый;
- III – порово-каверновый и каверновый

Компьютерная томография



Микроскопические исследования

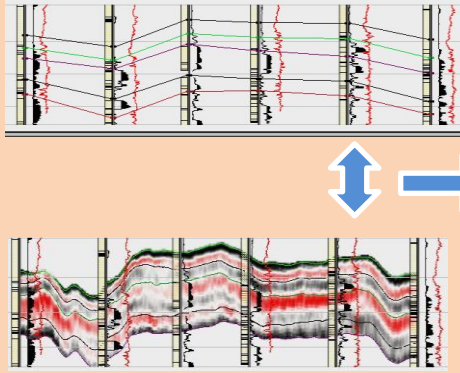


История формирования пустот

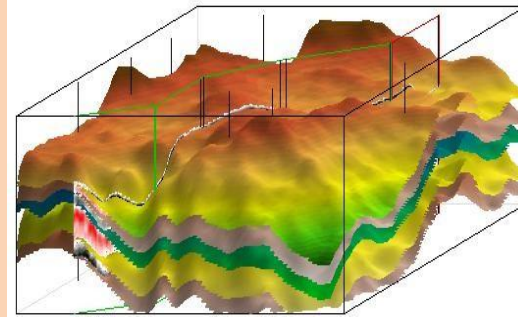


СОЗДАНИЕ ТРЕХМЕРНОЙ ЦИФРОВОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

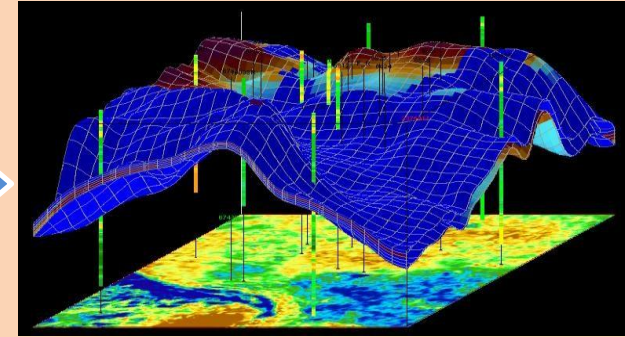
Анализ геолого-геофизических данных с целью определения типа напластования.



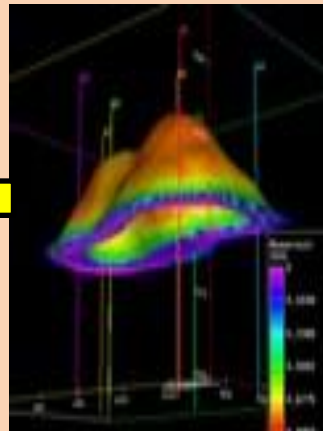
1. Построение структурного каркаса



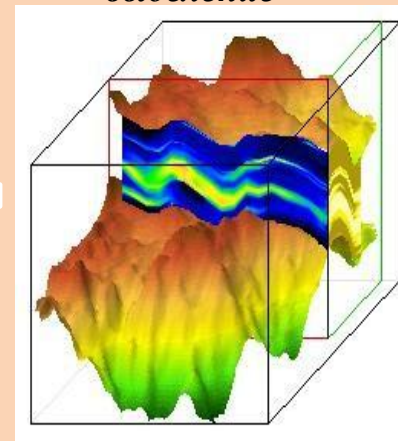
2. Загрузка скважинных данных и сейсмических атрибутов



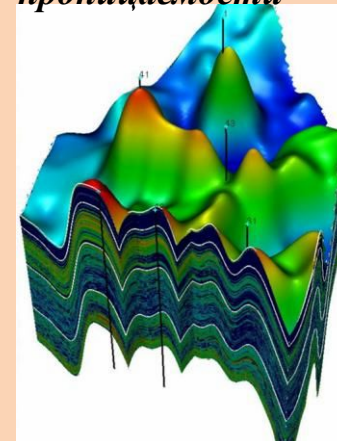
5. Расчет насыщения, выделение залежи



4. Построение литологической модели пласта и выделение



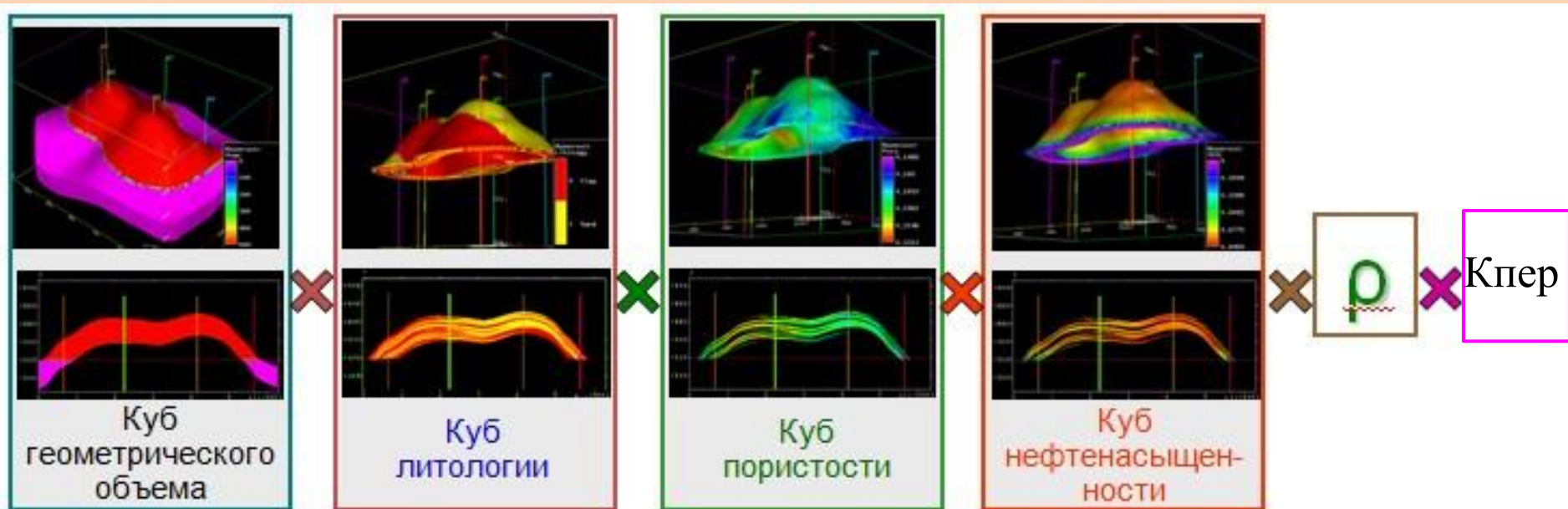
3. Построение куба пористости, проницаемости



- Расчет запасов У.В. по геологической модели 3Д.
- Защита модели в ГКЗ.

База для построения гидродинамической модели, обоснования КИН

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ ПО ТРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ



Объем ловушки

Объем пород - коллекторов

Объем пустот

Объем нефти в пластовых условиях

Эксплуатационный этап

Уточнение параметров строения
залежи и объема запасов в процессе
эксплуатации залежи

Благодарю за внимание!

