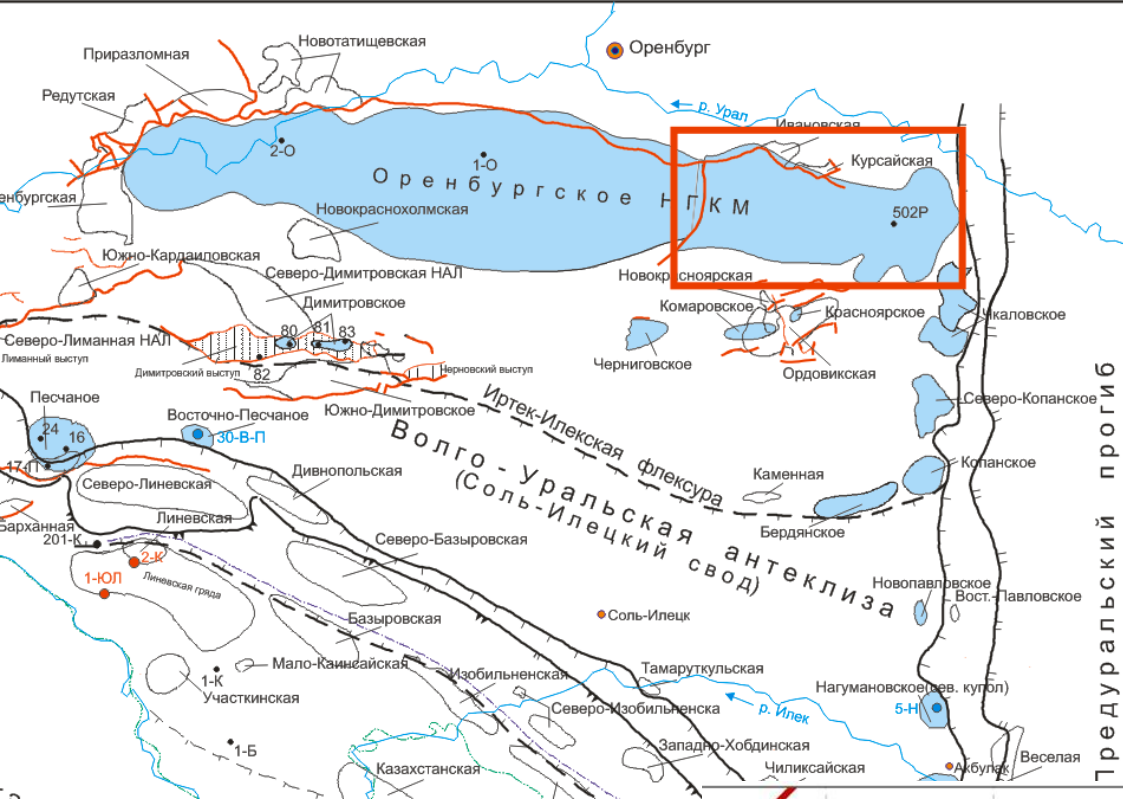


Комплексный подход к учёту особенностей геологического строения при анализе положения уровней межфлюидных контактов в карбонатных залежах

**Р.Я. Рафиков, А.В. Вовк, С.И. Билибин, Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова
(АО "ЦГЭ", Москва)**

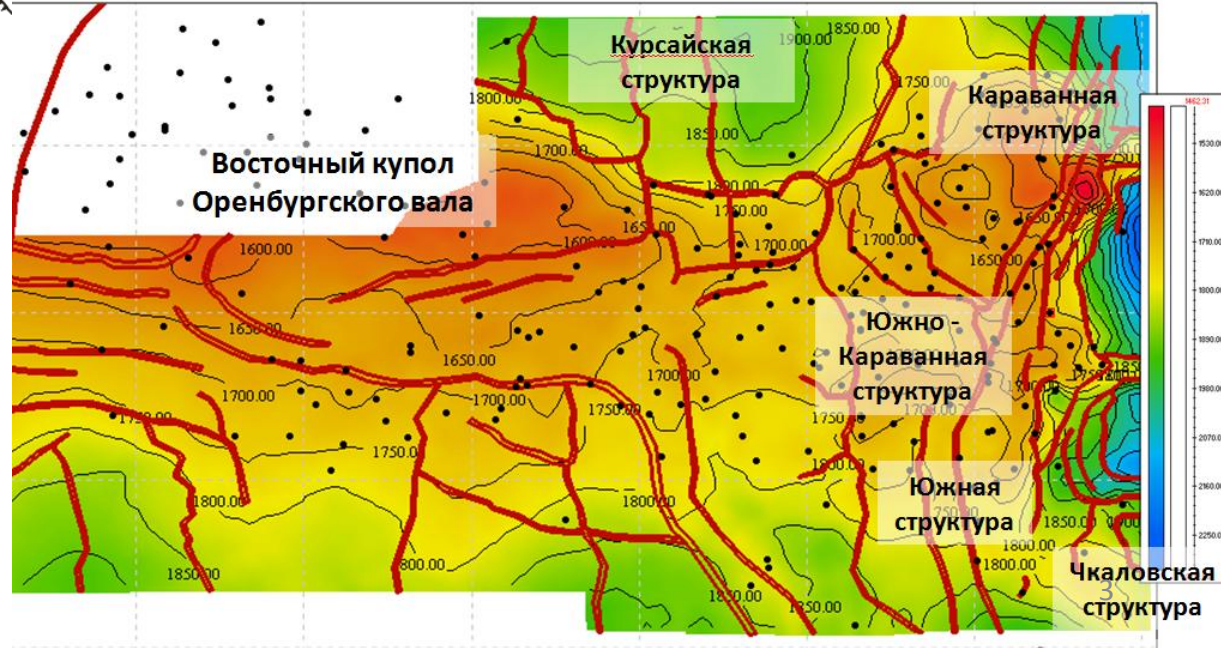
В работе рассмотрен вопрос учёта геолого-промысловых данных, полученных в процессе эксплуатации месторождений, для уточнения геологического строения и определения начальных уровней межфлюидных контактов в неоднородных карбонатных залежах.

Учёт геолого-промысловой информации при уточнении положения газонефтяного контакта показан на примере артинской залежи нижней перми Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ).



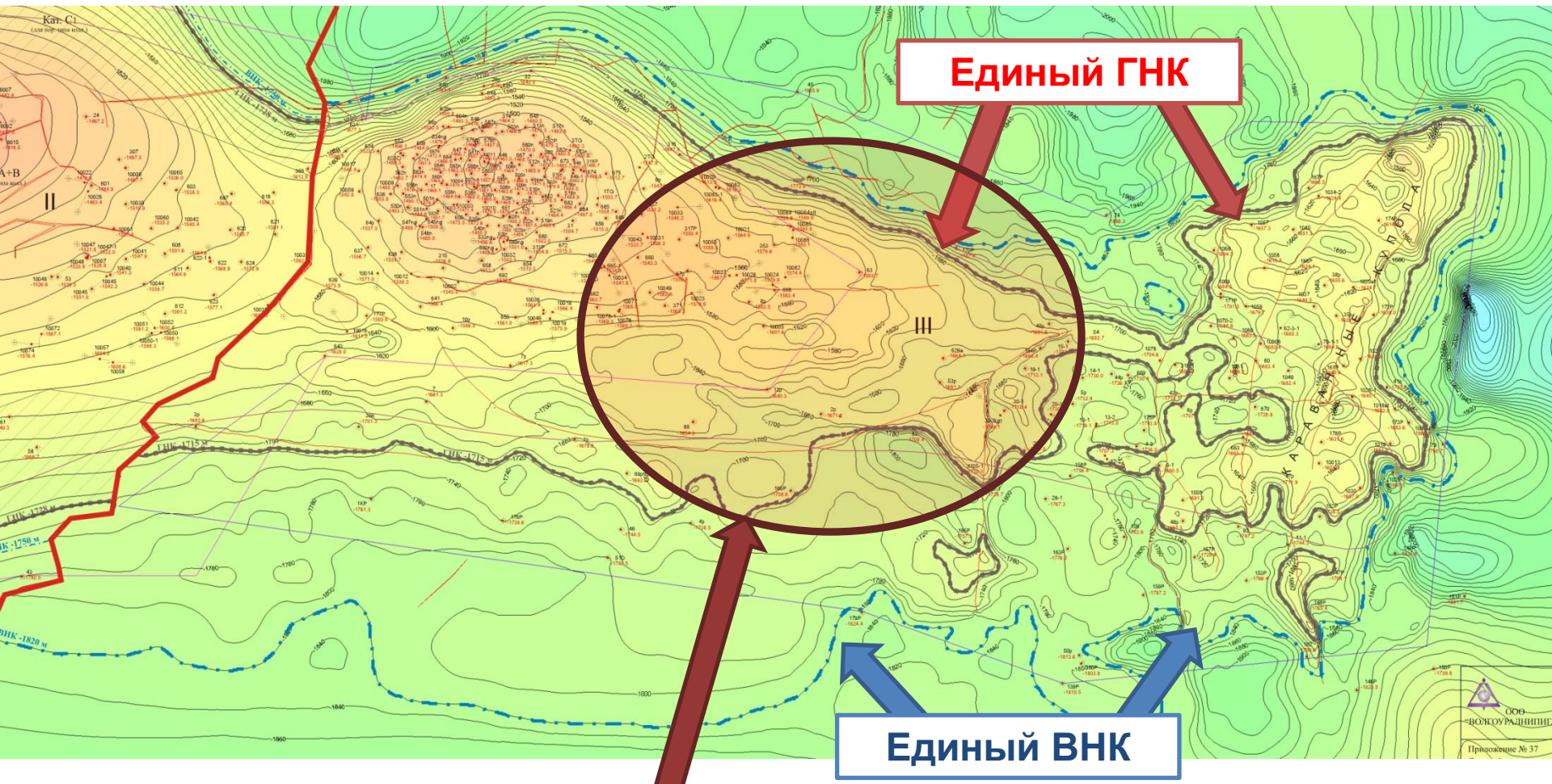
Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) – в геологическом отношении крупная тектоно-седиментационная структура, осложняющая северную часть Соль-Илецкого выступа. Восточный участок включает в себя восточный купол Оренбургского вала и серию локальных поднятий

Основная залежь приурочена к карбонатным залежам артинских отложений нижней перми.



Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

В существующей геологической модели Восточного участка по данным испытаний разведочных скважин уровни ГНК и ВНК установлены едиными на всей территории



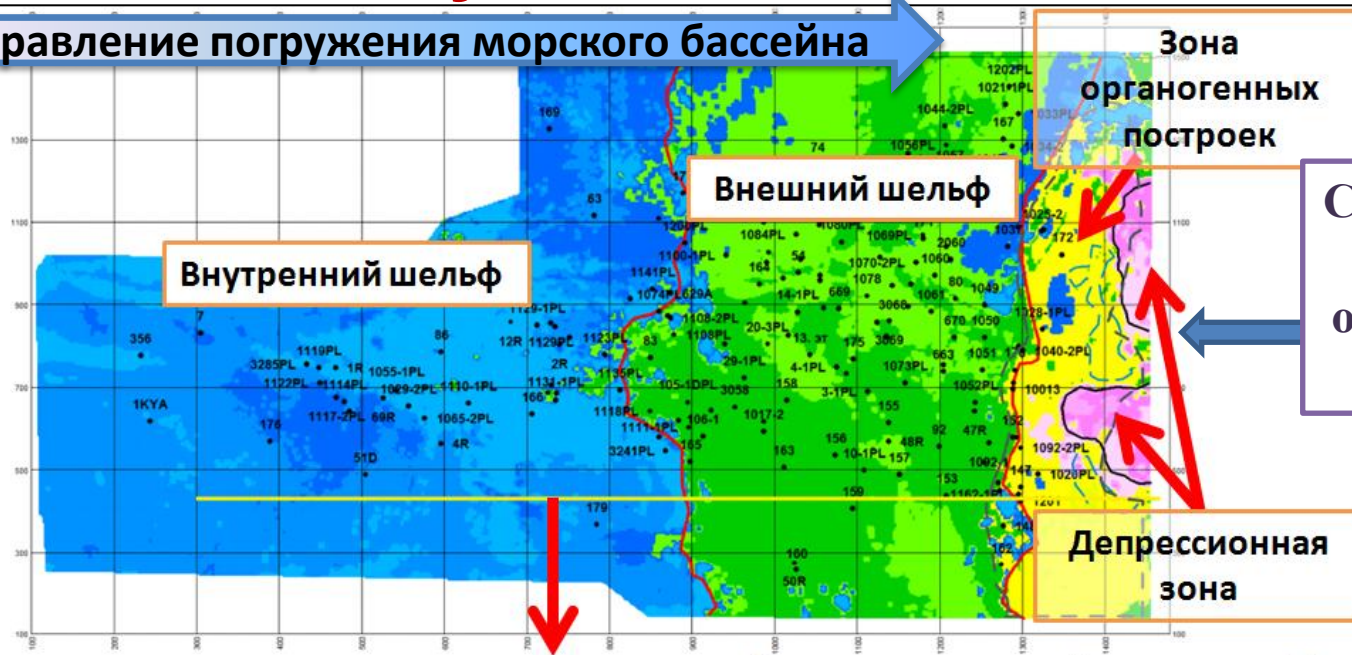
По новым промысловым данным ГНК в центральной части восточного купола находится существенно выше принятого – на 55м

Зона расположения нефтедобывающих скважин, работающих нефтью выше принятого в ПЗ ГНК



Анализ условий осадконакопления

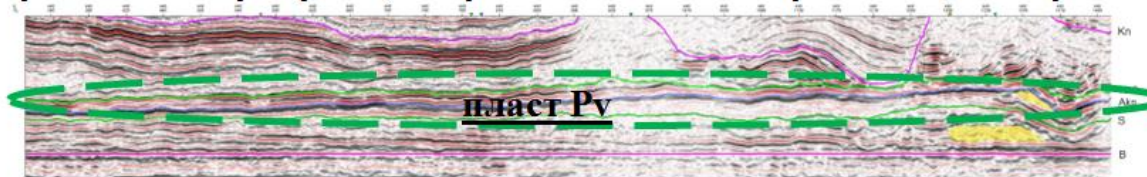
Направление погружения морского бассейна



Сейсмофациальная карта артинских отложений нижней перми

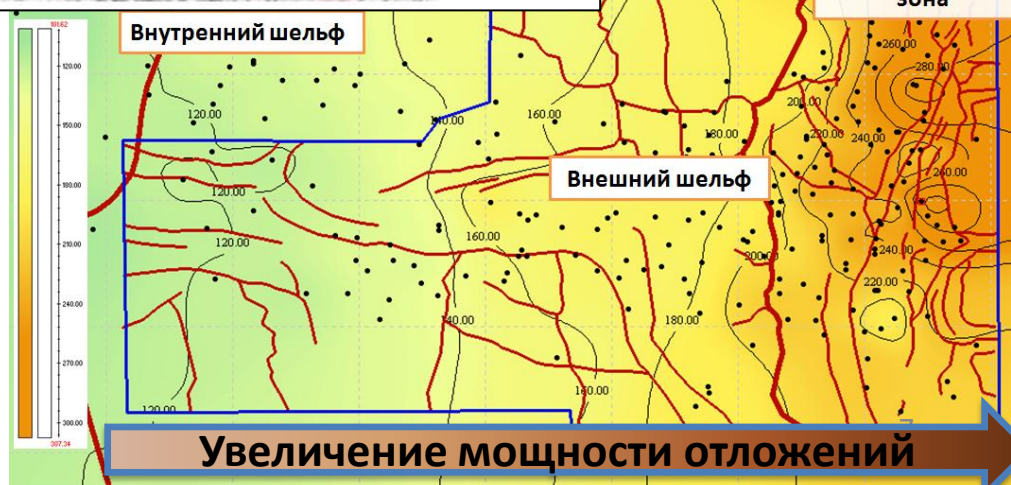
Депрессионная зона

Фрагмент временного разреза, выровненный на отражающий горизонт Б



Депрессионная зона

Карта общих толщин артинских отложений

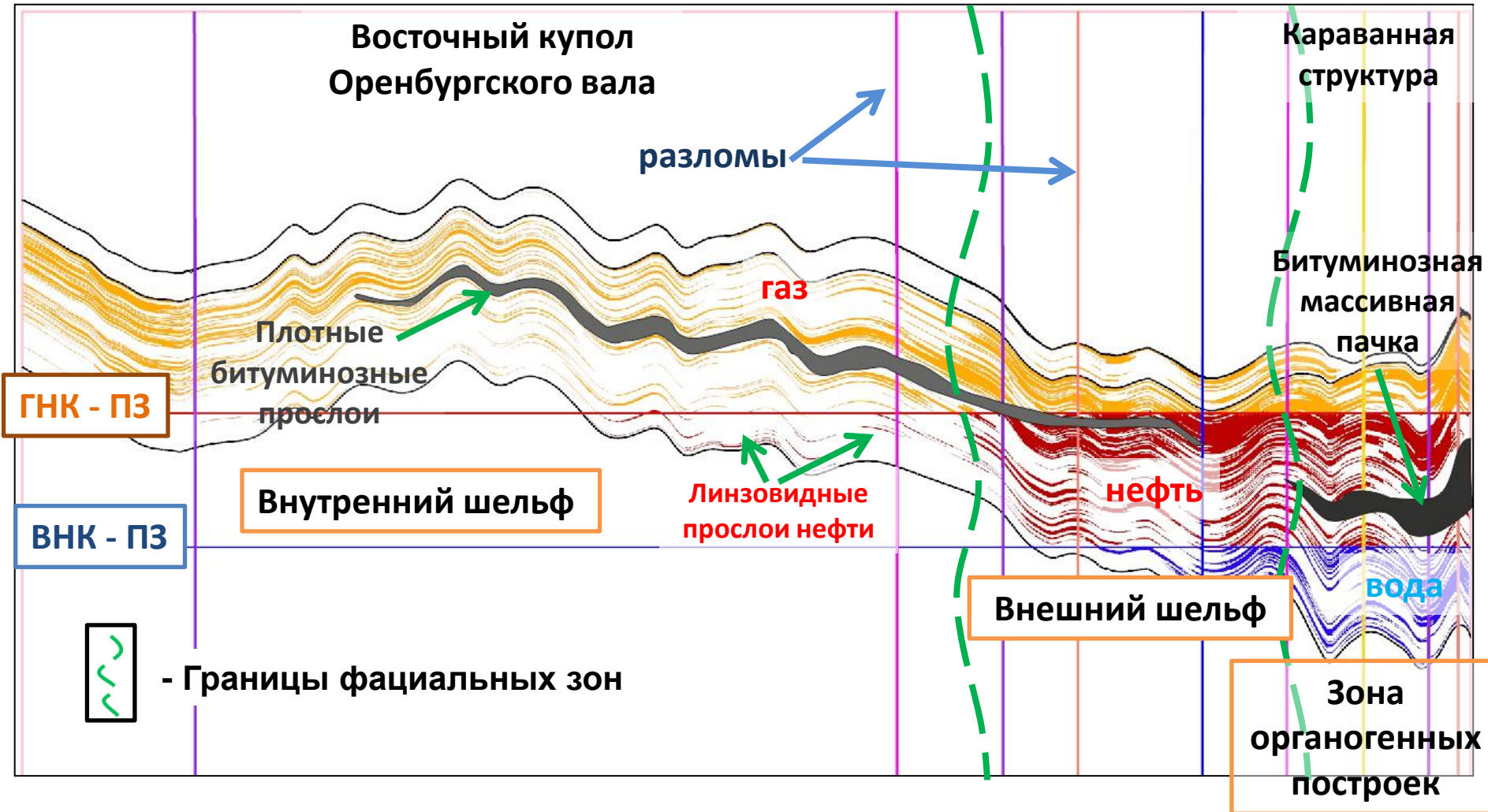


Увеличение мощности отложений

Геологический разрез артинских отложений

запад

ВОСТОК



В западной части – разрез тонкослоистый и газ подстилается линзовидными единичными прослоями нефти.

На востоке – отложения представлены более мощными прослоями коллекторов, как в газовой, так и в нефтяной части.

В направлении с запада на восток установлены следующие закономерности:

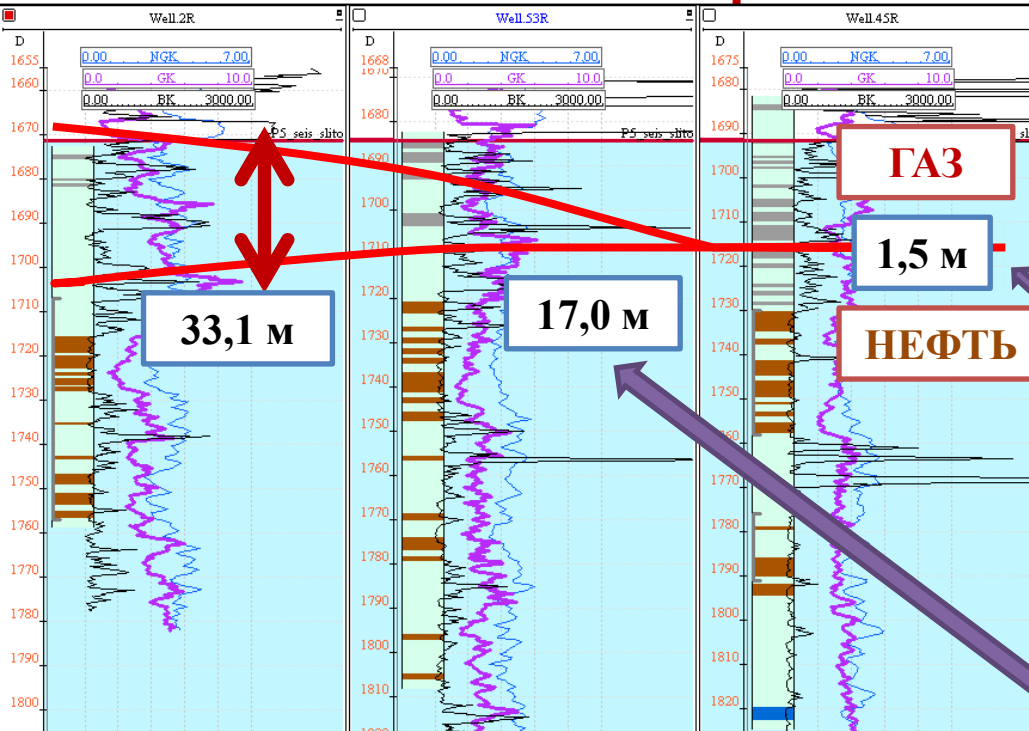
- общие и эффективные толщины пласта увеличиваются в 1,5-2 раза
- количество прослоев коллектора возрастает в три раза
- доля коллектора увеличивается в два раза
- средняя толщина прослоя коллектора становится больше в 1,5 раза
- толщина битумных прослоев увеличивается в 3-5 раз

Фации осадконакопления	Средняя толщина пласта Нпл, м	$\sum \text{Нэф}$ ср, м	Кол-во прослоев коллектора Nпр, шт	Мощность прослоя единичного коллектора, м $\sum \text{Нэф}$ ср/Nпр	Доля коллектора, д.ед. $\frac{\sum \text{Нэф}}{\text{ср}/\text{Нпл}}$	Кп ср, д. ед.	Кол-во скв, шт
Внутренний шельф	132.8	26.7	19	1.5	0.199	0.102	61
Внешний шельф	177.2	73.3	59	2.4	0.407	0.099	58

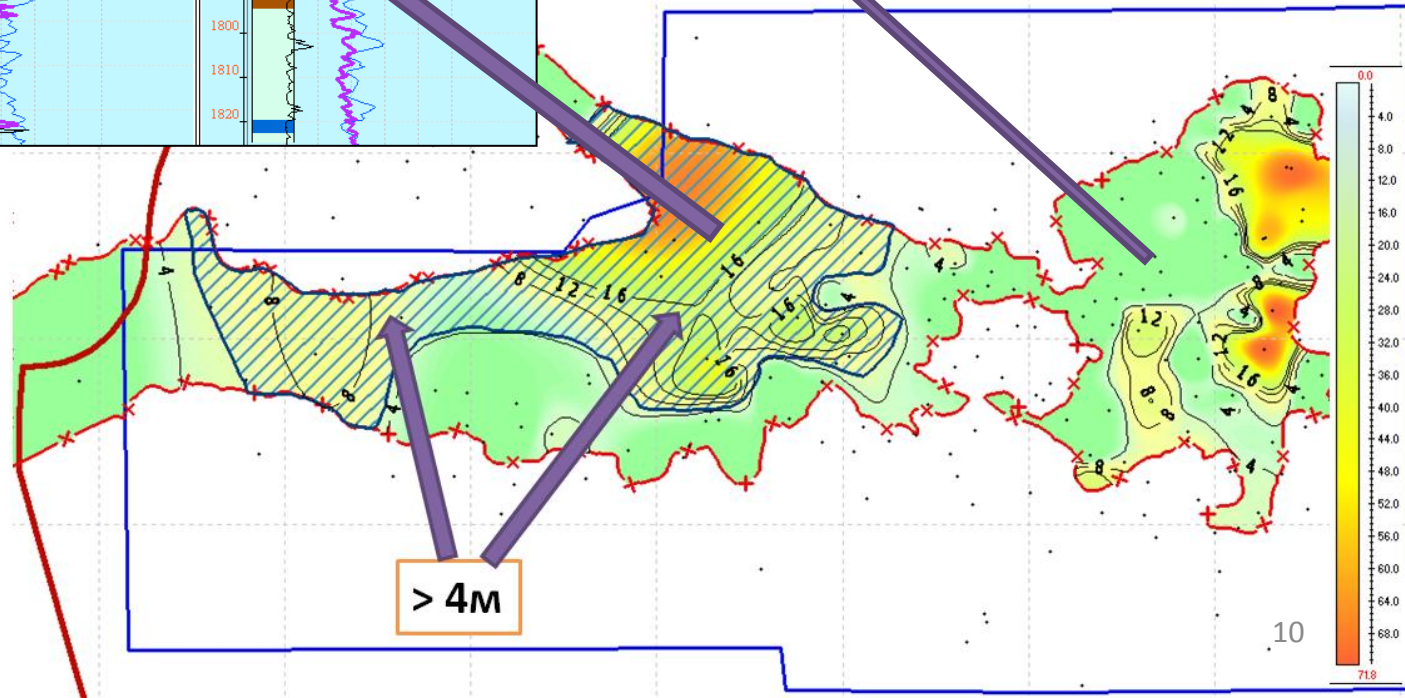
Исходя из геологического строения, коллекторы внутреннего и внешнего шельфа вероятнее всего разобщены. т.к. на этой границе происходит смена условий осадконакопления, что отражается в смене характеристики разреза. Это приводит к нарушению гидродинамической связи между западной и восточной частями участка по простиранию.

Предполагаемая граница расположена во внутреннем шельфе, в зоне с тонкими прослоями коллектора малой протяжённости по латерали

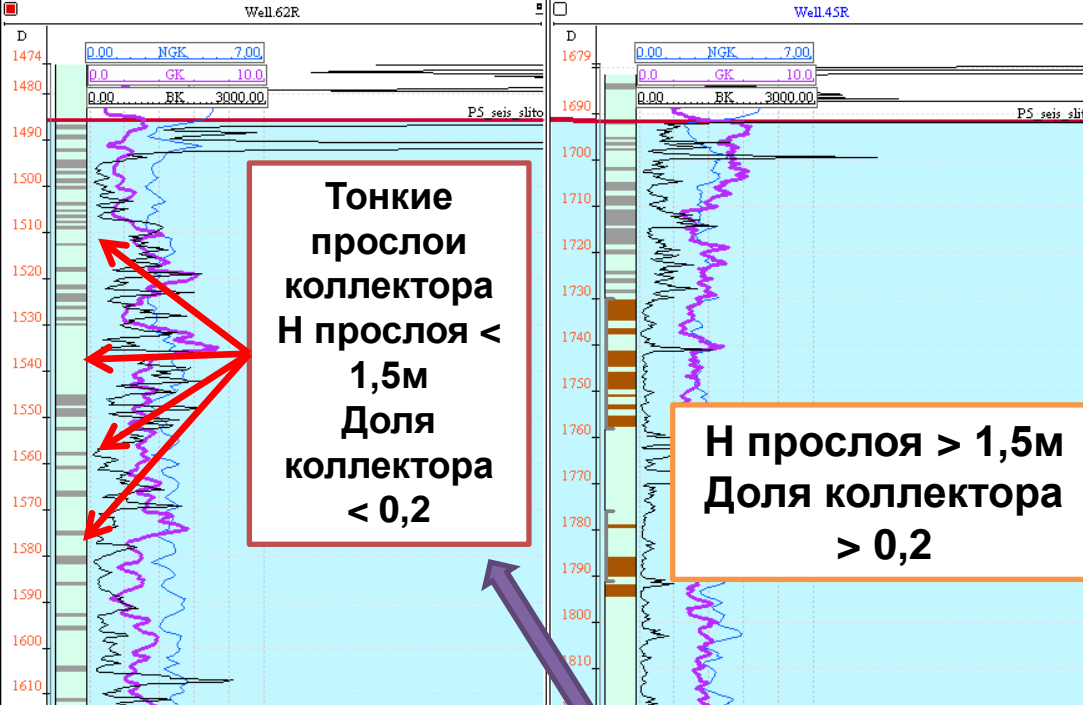
Карта доли коллектора и наличия перемычки между газовыми и нефтяными прослоями



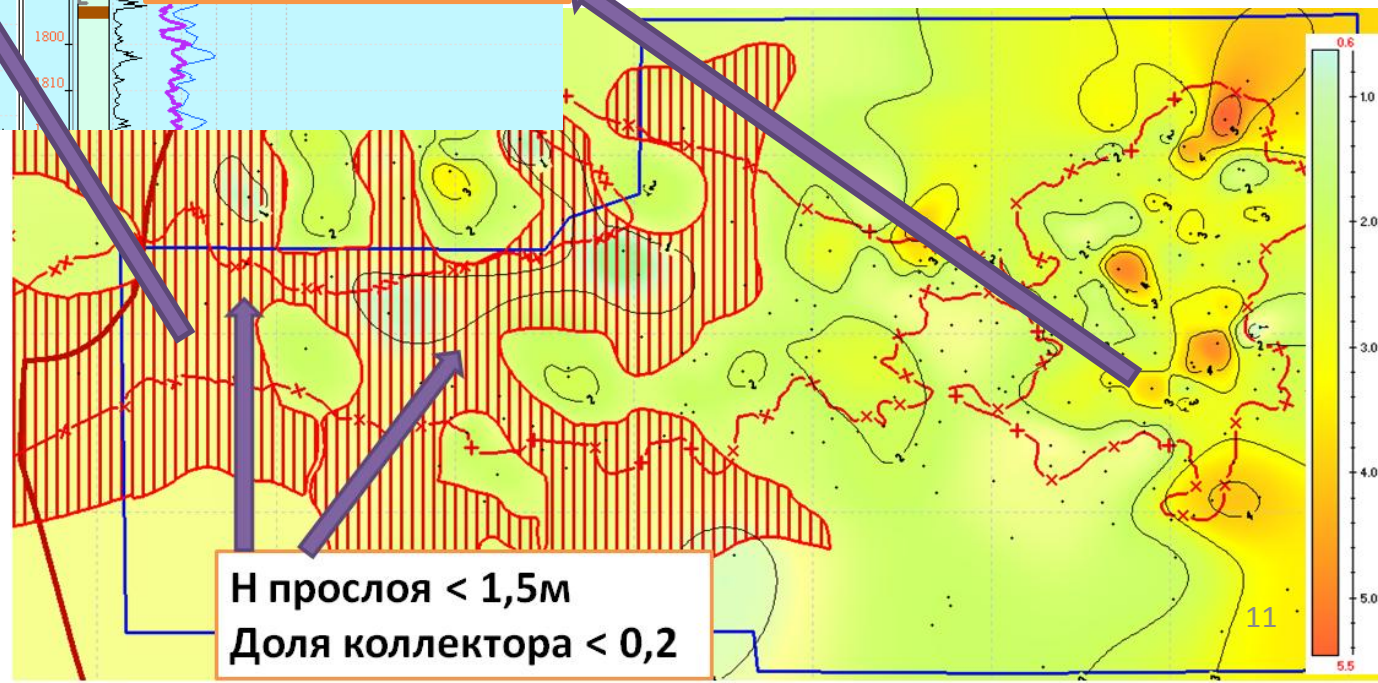
В зоне минимальной долей коллектора ($NTG < 0.2$) и с толщинами перемычки более 4 м газ отделяется от нефти плотными прослоями карбонатов. В этой зоне отсутствует гидродинамическая связь между нефтью и газом по вертикали



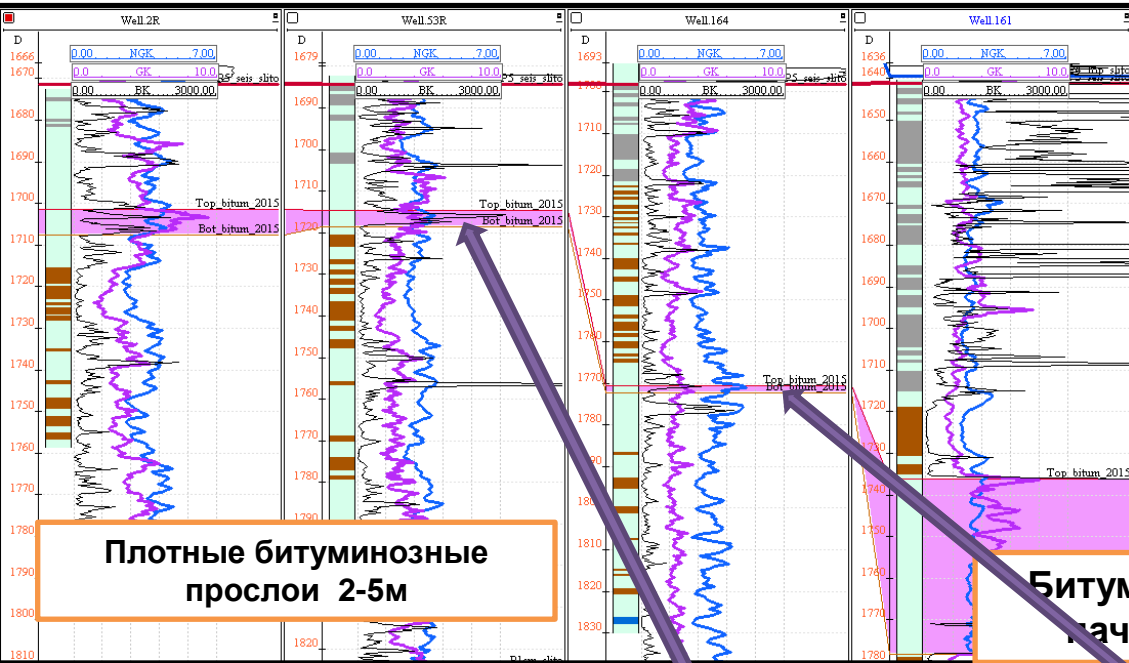
Карта мощности прослоя единичного коллектора и доли коллектора в пласте



В зоне с толщинами единичного коллектора менее 1,5 м и долей коллектора < 0.2 ухудшена связанность коллекторов по простиранию, т.е. гидродинамическая связь между коллекторами на западной части участка по вертикали и простиранию – ухудшена, в отличие от восточной части.



Карта мощности битуминозных прослоев в районе ГНК



Особенностью разреза является наличие битуминозных прослоев в западной и центральных частях, переходящих в массивную битуминозную пачку на востоке. В центральной части плотные битуминозные прослой с Нбитум = 1-5м расположены на границе газ-нефть. Выделена зона с Нбитум = 2-5м, где газ отделён от нефти плотными битуминозными прослоями.

Плотные битуминозные прослой 2-5м

Битумная пачка

Плотные битуминозные прослой

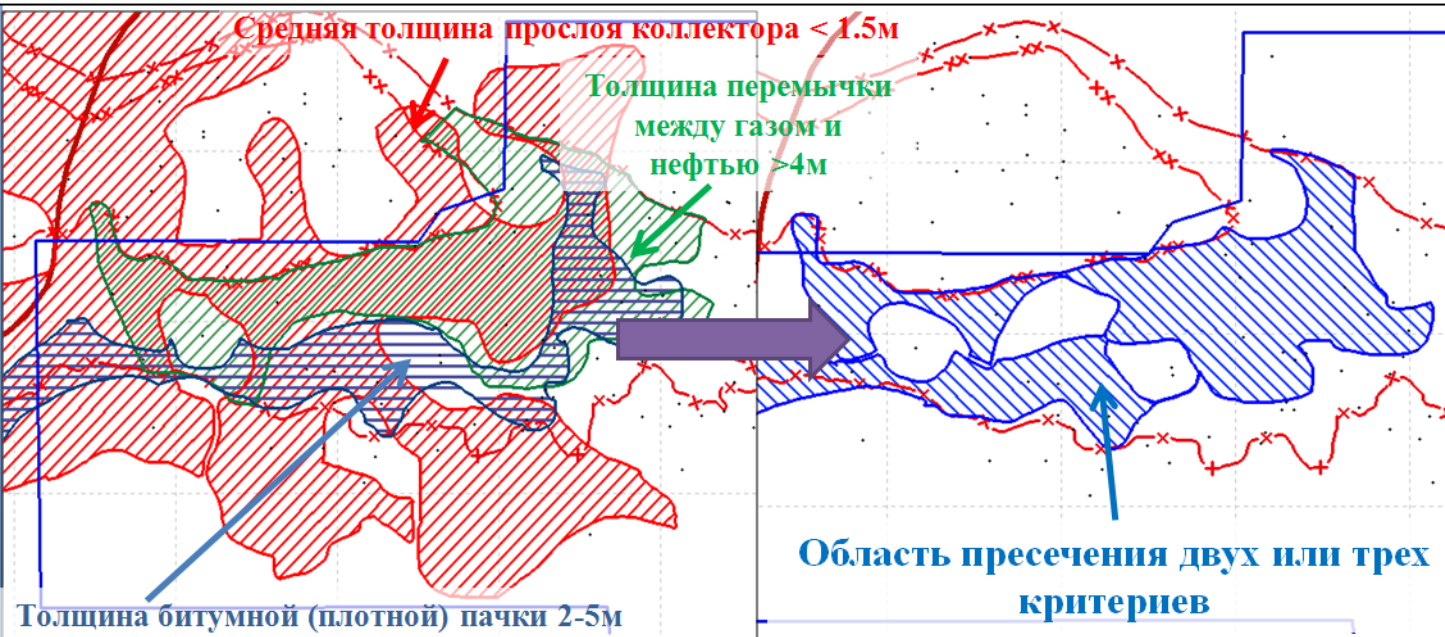
2-5 м

Битумная пачка



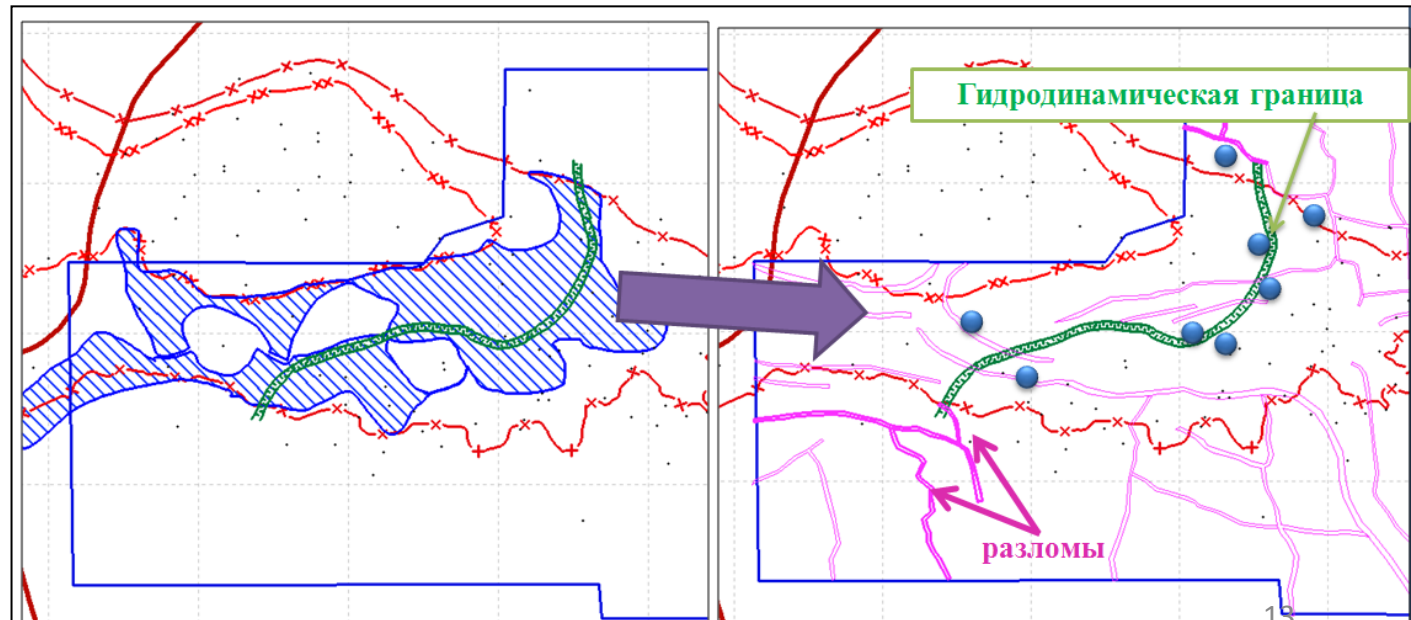
На востоке массивная битуминозная пачка не является экраном между газом и нефтью, т.к. расположена ниже уровня ГНК.

Комплексирование зон распространения различных критериев

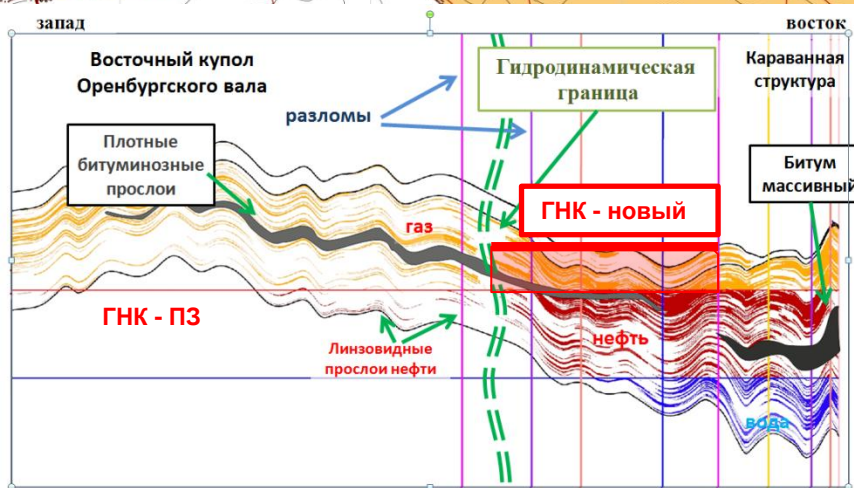
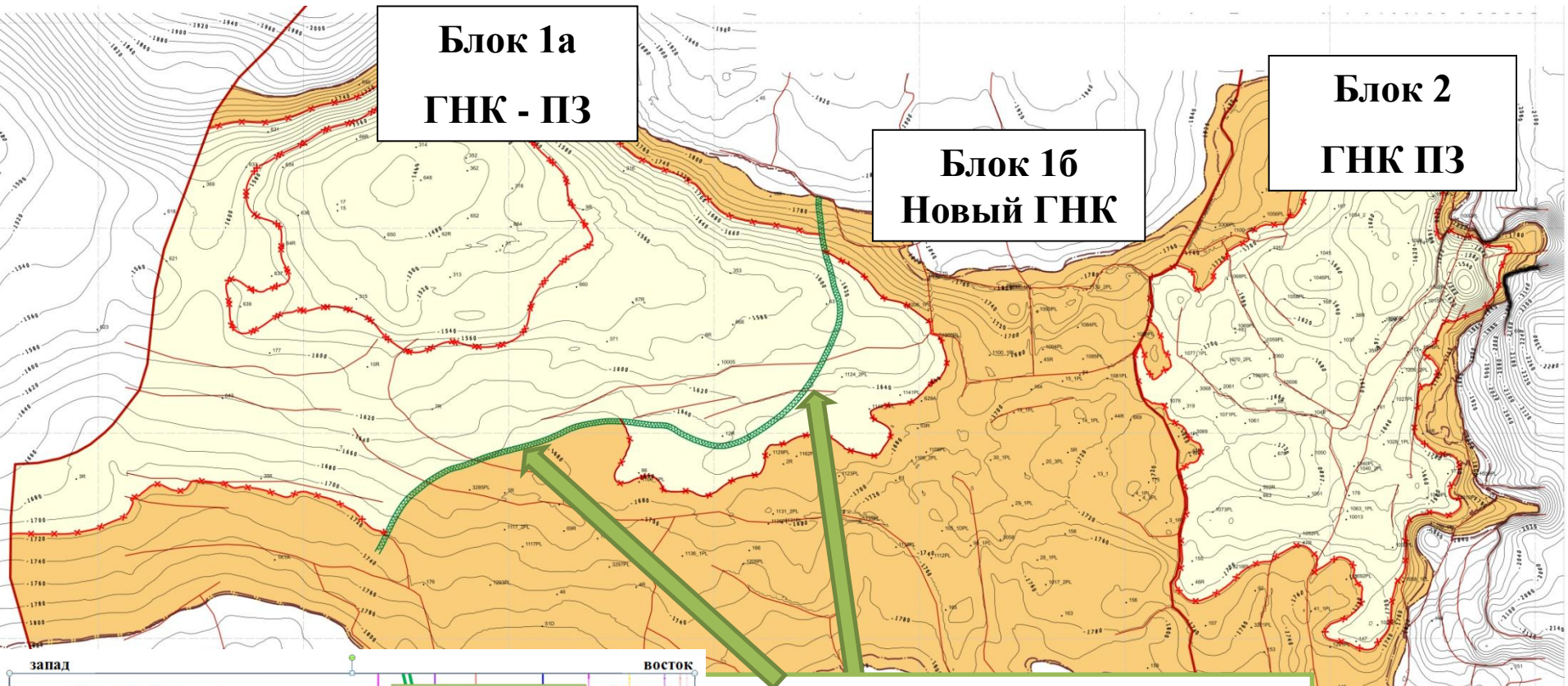


Ширина области нарушенной гидродинамической связи по латерали составляет 1-6км

Предлагаемая гидродинамическая граница проведена по середине расстояния между скважинами в гидродинамически разобщенных областях с учетом тектонических нарушений



Итоговая схема залежей по блокам



Гидродинамическая граница
между блоками 1а и 16

Схема блокового строения пласта Pv



Выводы

- По результатам обобщения и углублённого анализа геолого-геофизической и промысловой информации обоснована гидродинамическая граница, разделяющая восточный купол Оренбургской структуры на 2 блока с разными уровнями газонефтяных контактов, различающихся на 55 м.
- Установление уровней межфлюидных контактов в карбонатных отложениях – сложная задача, решаемая индивидуально на каждом конкретном месторождении. Зачастую, как в приведённом примере, уточнение положений ГНК и ВНК возможно только с привлечением геолого-промысловых данных, полученных в процессе эксплуатации месторождений.

Спасибо за внимание!