



РОСНЕФТЬ

Подходы к освоению низкопроницаемых карбонатных отложений Восточной Сибири

Яценко С.А., Леушин Н.В., Зюзев Е.С.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Инновационные решения в геологии и разработке ТРИЗ
Москва, 16-17 ноября

Общие сведения о месторождении

- АДМИНИСТРАТИВНОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ:
Республика Саха (Якутия) в 140 км к северо-западу от г. Ленска
- ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ:
Открыто в 1970 г.
Введено в опытно-промышленную разработку – 1984 г.
Запасы УВ месторождения утверждены в ГКЗ Роснедра – 2010 г.
Введено в промышленную разработку – 2013 г.
- ПРОМЫШЛЕННАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ:
Терригенные отложения Бт, Бз, карбонатные отложения О-I+II



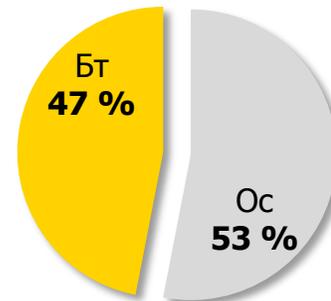
ОСИНСКИЙ ГОРИЗОНТ – Карбонатный коллектор



БОТУОБИНСКИЙ ГОРИЗОНТ – Терригенный коллектор



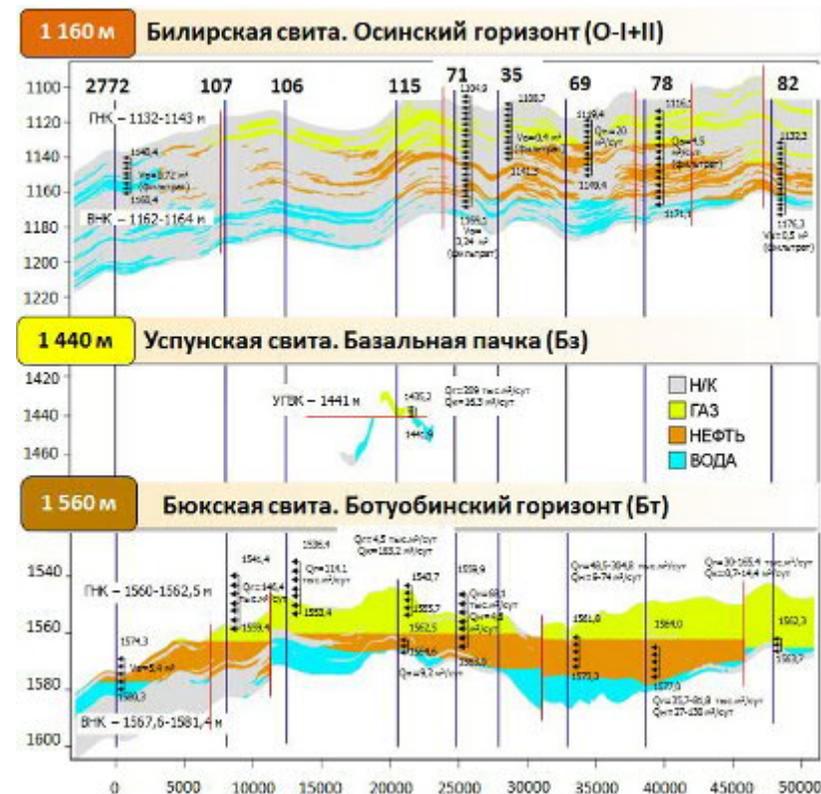
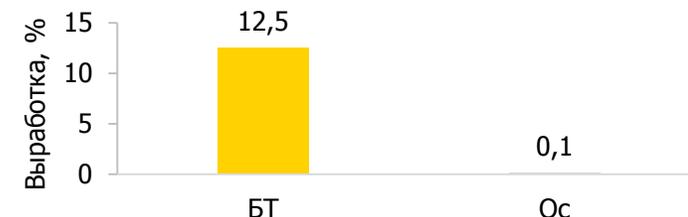
НГЗ нефти



Проблема:

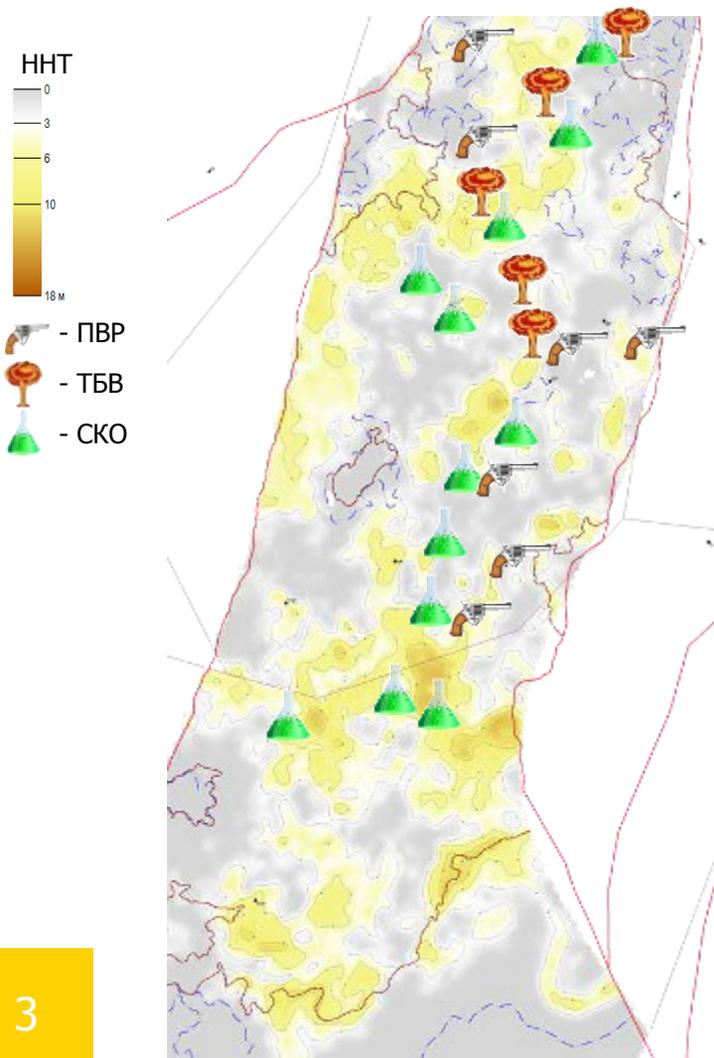
Отсутствие промышленно значимых притоков нефти из осинского горизонта

Выработка запасов нефти



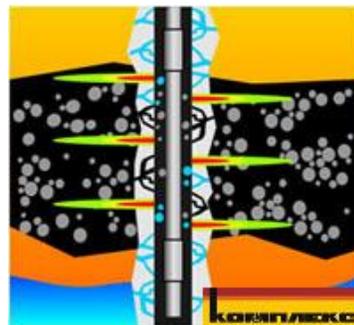
Результаты испытаний скважин на приток нефти

ВЫПОЛНЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НА КАРТЕ ННТ



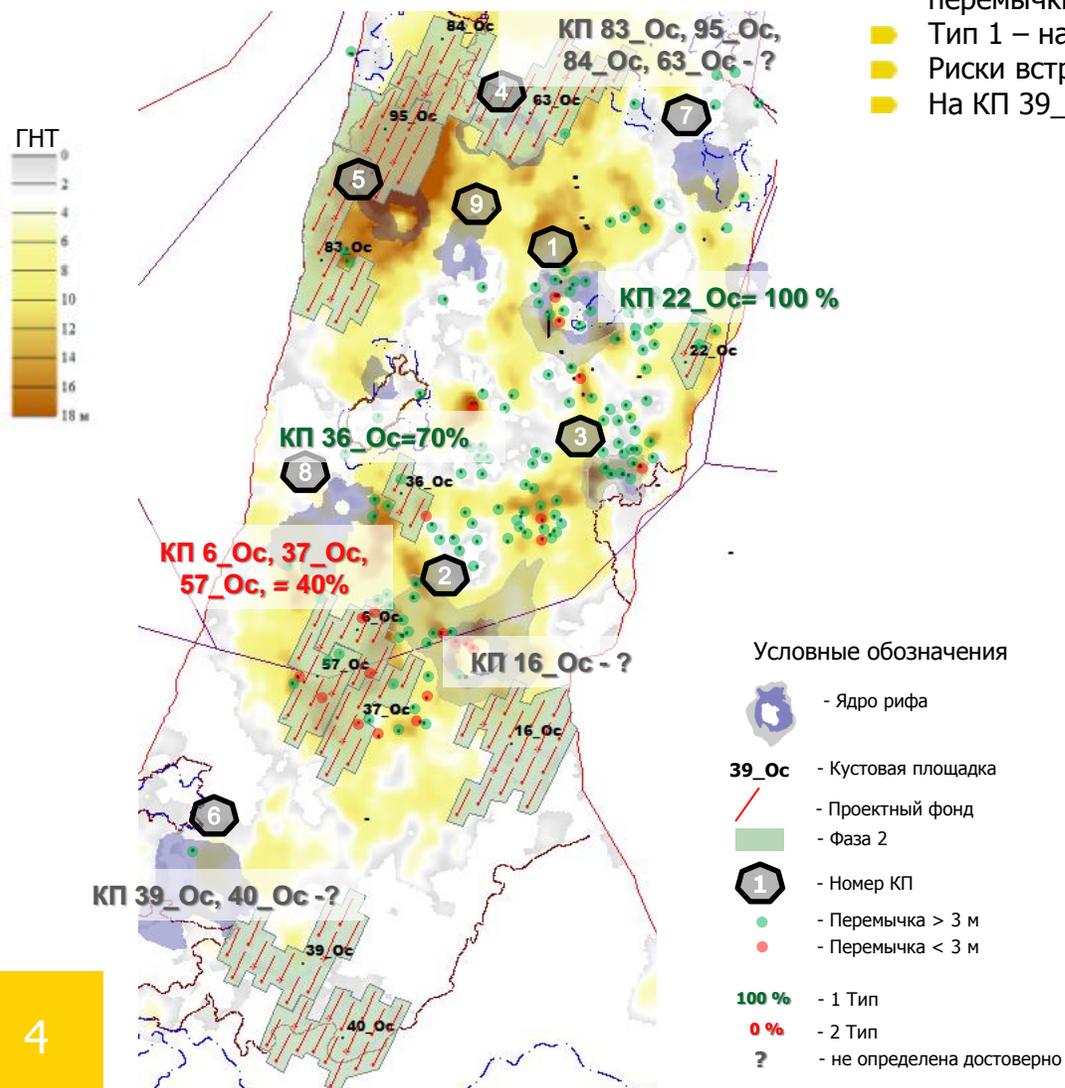
- До 2018 г. не по одной скважине не был получен дебит свыше 3 т/сут.

МЕТОДЫ ВЫЗОВА ПРИТОКА ННС



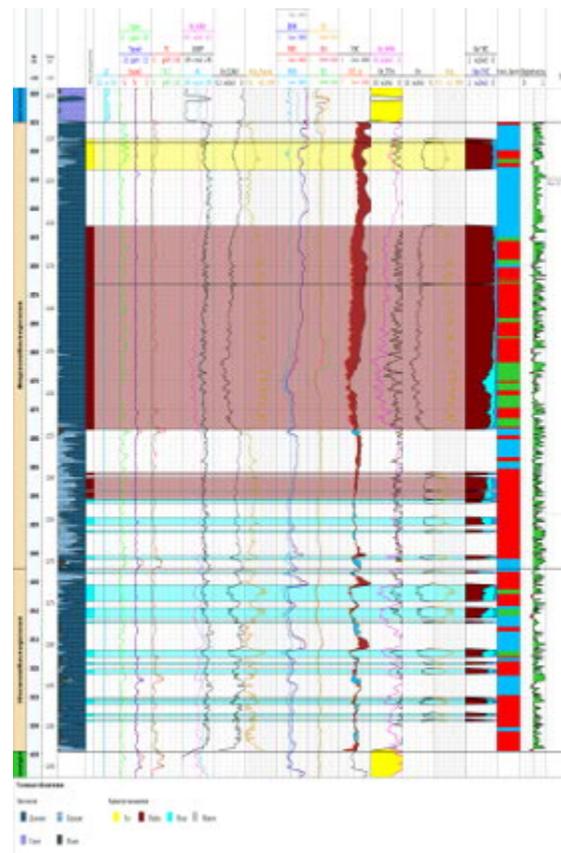
Типовые разрезы

КАРТА ГНТ ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА

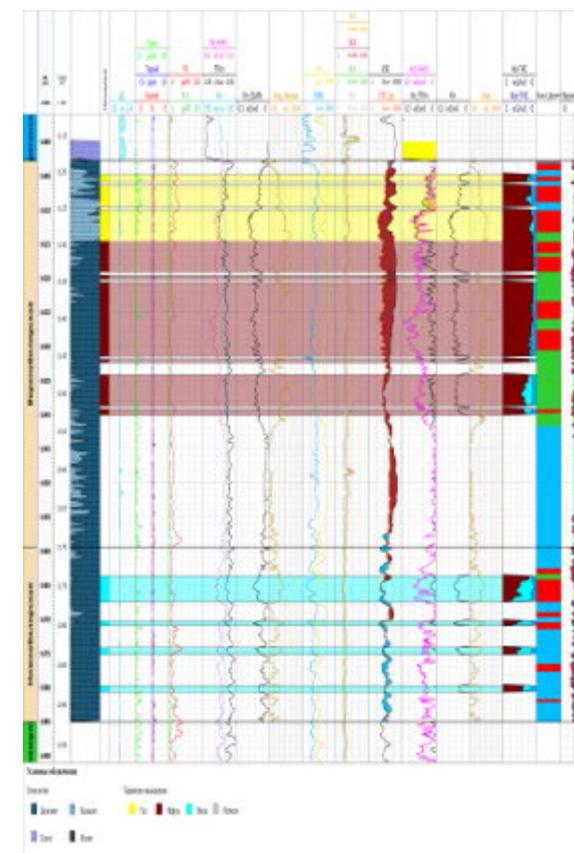


- В разрезе осинского горизонта выделяется два типа: с глинистой перемычкой (>3 м) между ННТ и ГНТ и без перемычки (<3 м)
- Тип 1 – наблюдается на КП 36_Ос, 22_Ос
- Риски встречи с Типом 2 – КП 6_Ос, 37_Ос, 57_Ос
- На КП 39_Ос, 40_Ос, 63_Ос, 83_Ос, 84_Ос, 95_Ос вероятность встречи перемычки не определена достоверно

ТИП 1 С ПЕРЕМЫЧКОЙ > 3 М



ТИП 2 С ПЕРЕМЫЧКОЙ < 3 М



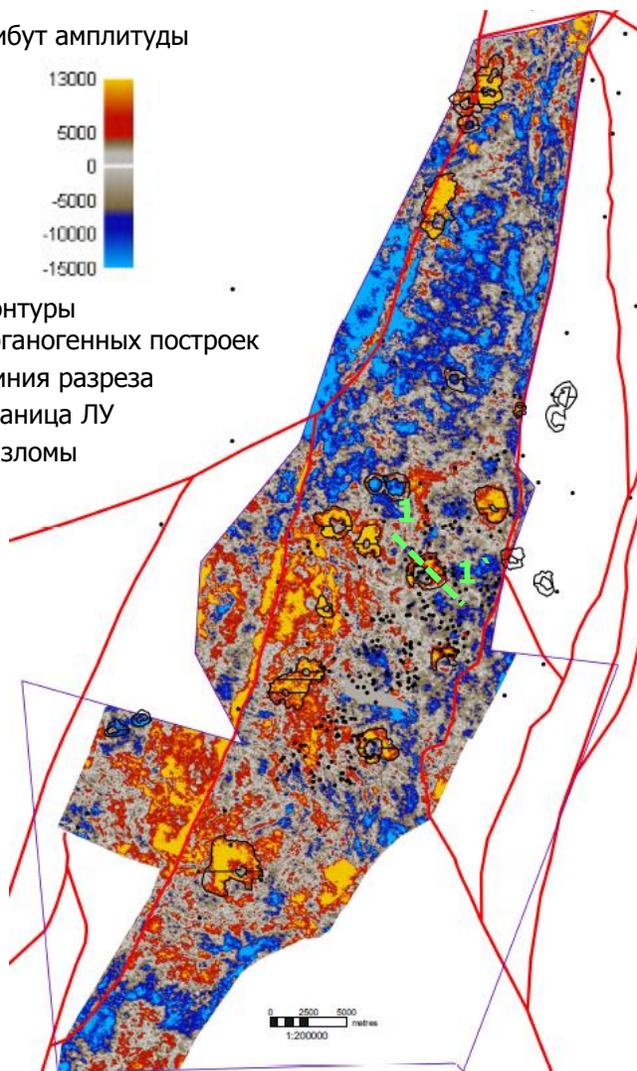
Результаты СРР 3D

КАРТА АМЛИТУДЫ СЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА

Атрибут амплитуды

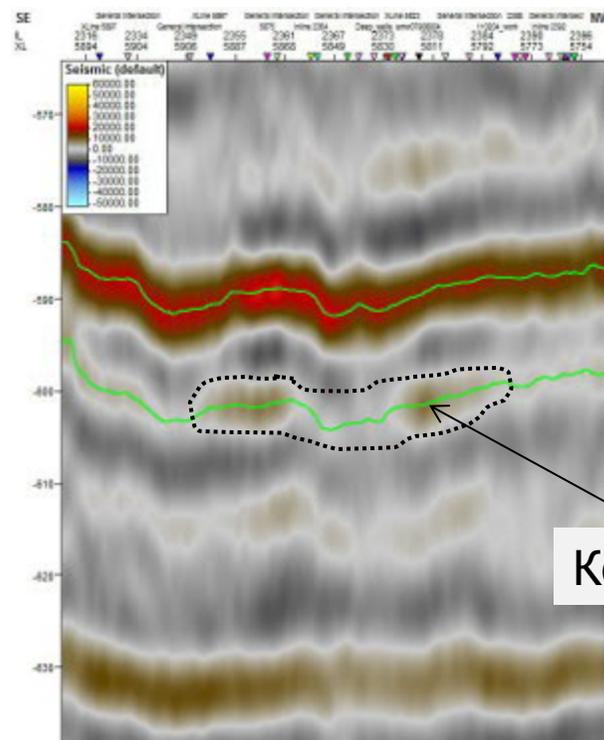


-  Контурь органогенных построек
-  Линия разреза
-  Граница ЛУ
-  Разломы



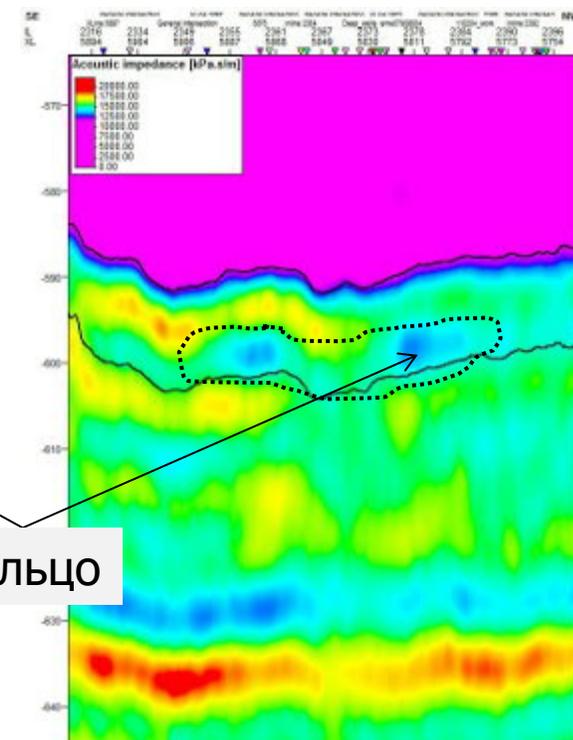
- В 2016-2018 гг. на всей площади проведена СРР 3D
- На сейсмических данных на уровне 12 мс от кровли пласта ОС выделяется амплитудная аномалия имеющая характерные признаки:
 - Концентрическая форма аномалии в плане
 - Увеличение амплитуд отражения с резким затуханием фазы посередине

Разрез по кубу амплитуд (Разрез 1-1`)



Увеличение амплитуды в районе колец

Разрез по кубу акустического импеданса



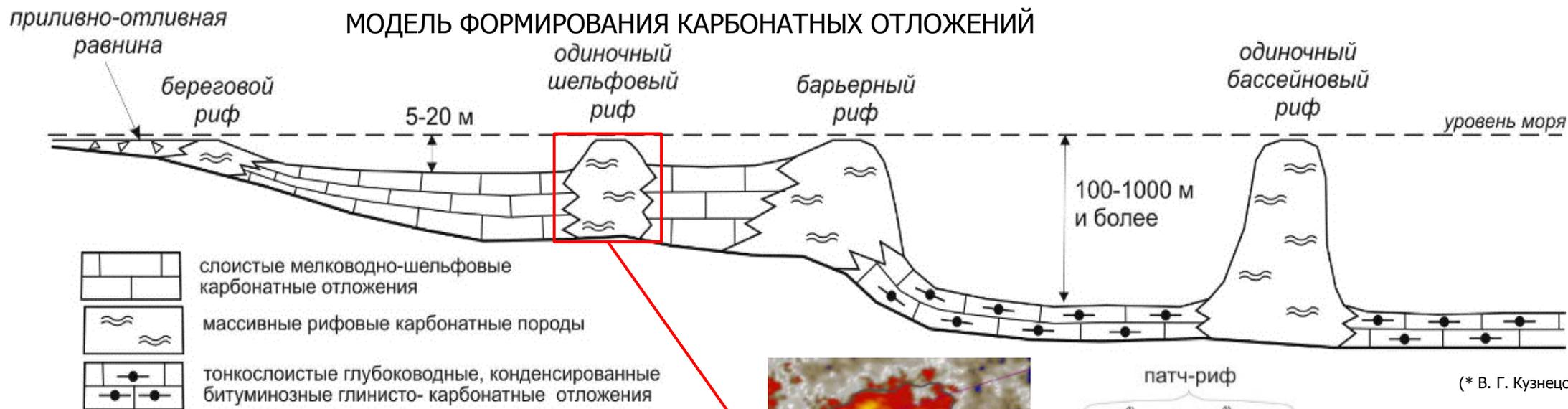
Ос1 кровля

Ос1 подошва

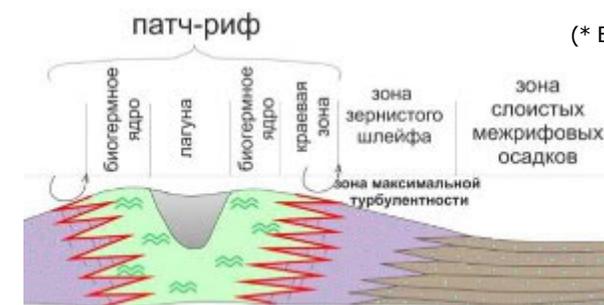
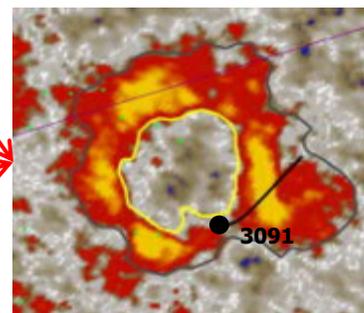
Кольцо

Уменьшение жесткости пород в районе колец

Природа кольцевых аномалий



(* В. Г. Кузнецов... 1978)



По изменению амплитуды в пределах «кольца» выделяются различные фациальные зоны:

Зона с невысокими ФЭС

- внутририфовая лагуна в центре кольца
- биогермное ядро рифа
- зона межрифового пространства

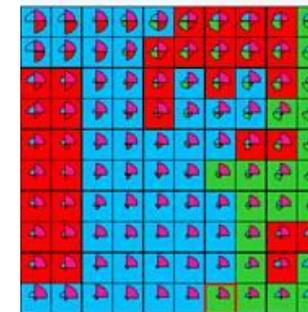
Зона с улучшенными ФЭС

- краевая зона рифа
- зона зернистого шлейфа

Петрофизическая модель (по методике Дж. Люсия)

- По данным описания шлифов в породах пласта ОС выделяется три класса пород (в соответствии с классификацией Дж. Люсия)
- Разделение на классы коллектора производится по размеру и сообщаемости пустот:
 - 1 класс – 100-500 мкм
 - 2 класс – 20-100 мкм
 - 3 класс – до 20 мкм
- При типизации участвовало 8 скважин с керном, по скважинам без керна с ГИС распознавание классов выполнено с использованием нейросетей
- В основе петрофизической модели лежит мультиминеральная модель ELAN

НЕЙРОННАЯ СЕТЬ КОХОНЕНА



-  – 1 класс – 100-500 мкм
-  – 2 класс – 20-100 мкм
-  – 0 класс – неколлектор

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ОБРАЗЦОВ КЕРНА ПО КЛАССАМ

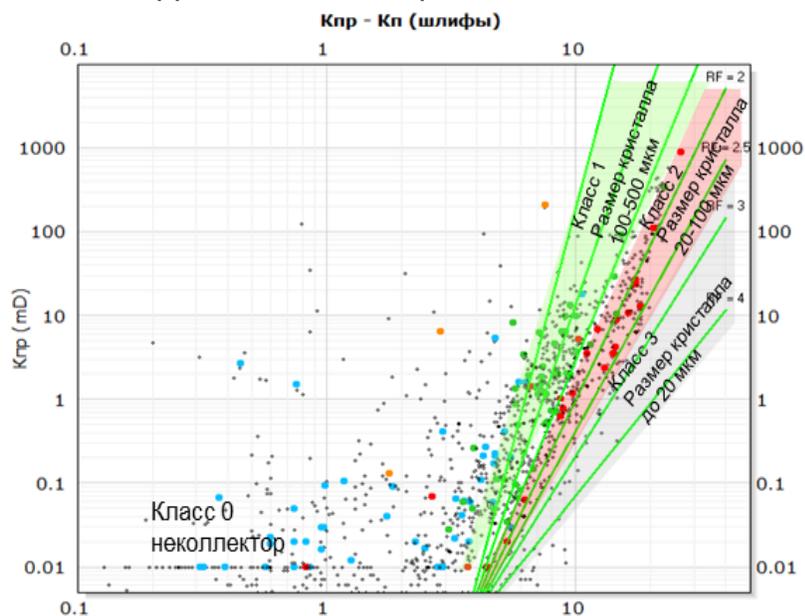
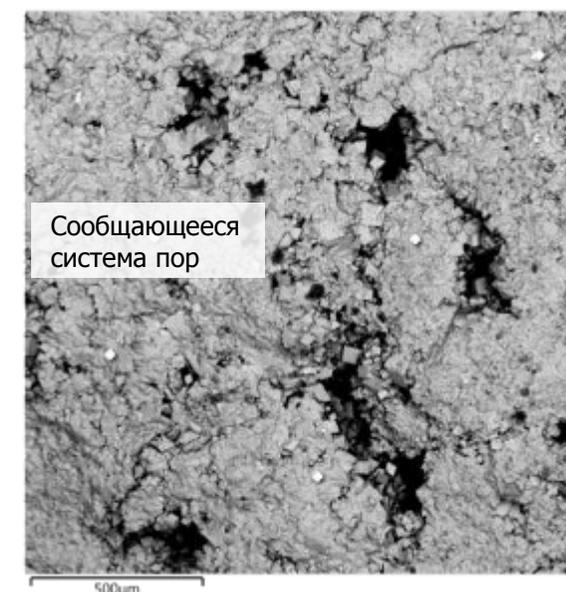
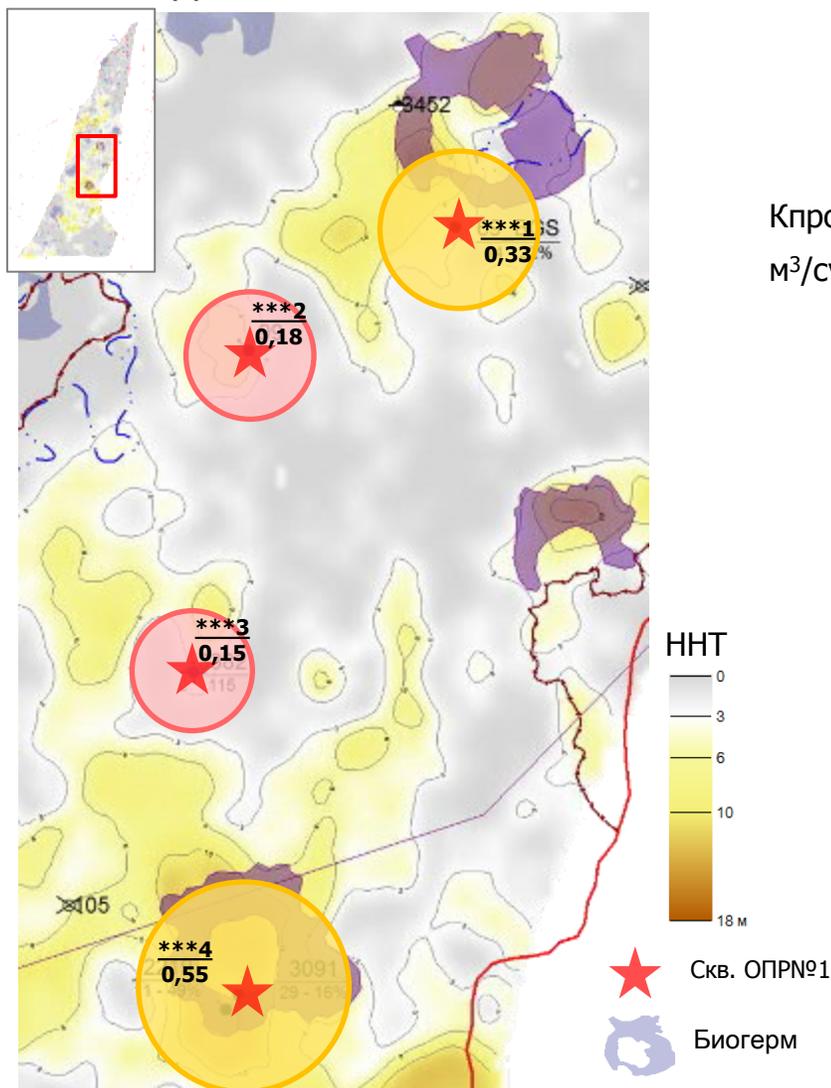


ФОТО С ЭЛЕКТРОННОГО СКАНИРУЮЩЕГО МИКРОСКОПА



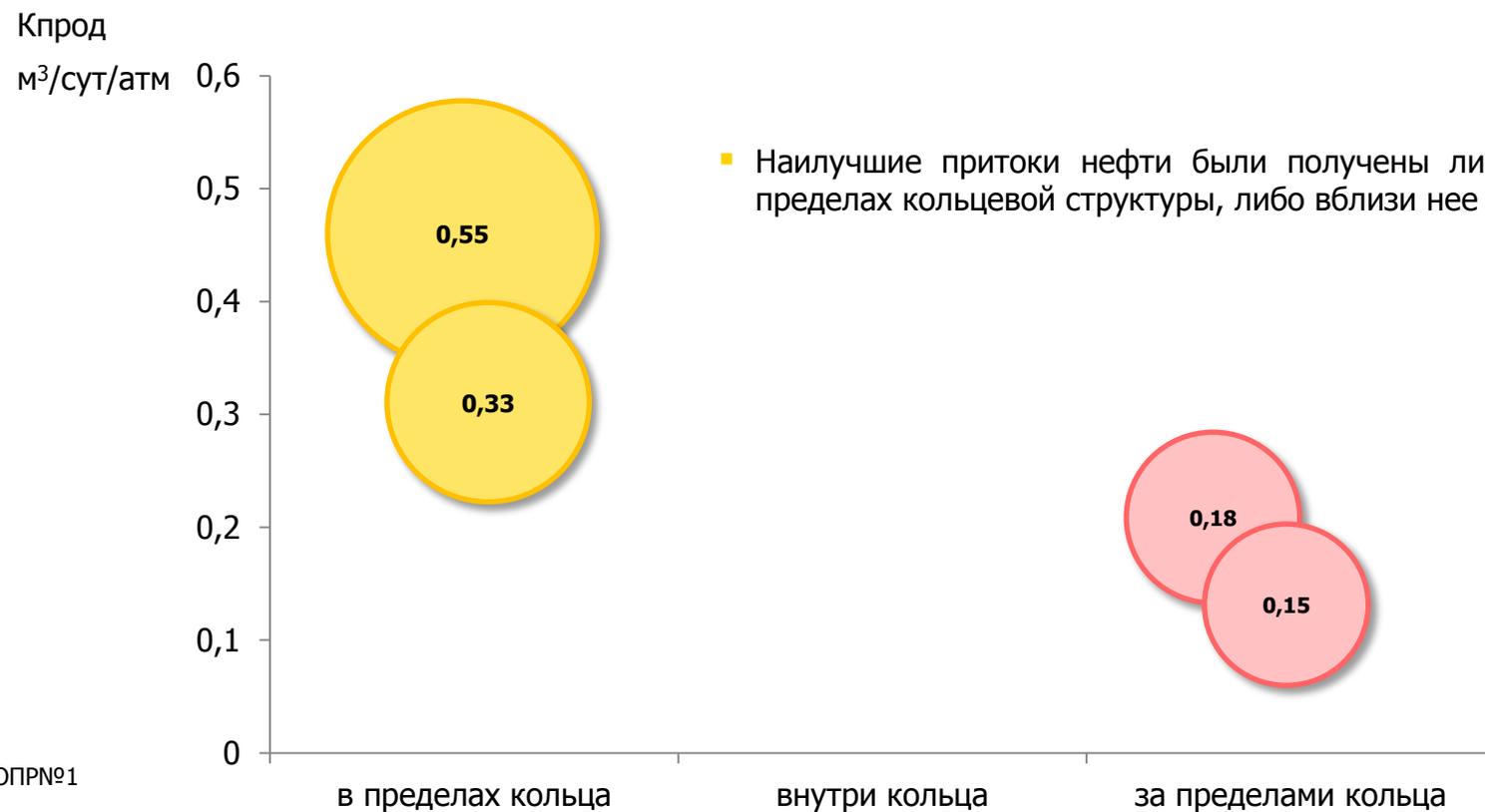
Участок ОПР №1 Скв. №№ ***1, ***2, ***3, ***4

СТАРТОВАЯ ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН ОПР-1



- В 2018 г. в рамках ОПР-1 выполнен ГРП в 4-х скважинах, впервые получены промышленные притоки нефти: **4-22** т/сут.

ЗАВИСИМОСТЬ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН ОТ УДАЛЕННОСТИ КОЛЬЦЕВЫХ СТРУКТУР



- Наилучшие притоки нефти были получены либо в пределах кольцевой структуры, либо вблизи нее

Участок ОПР №1 (Расширение). Скв. №№ ***5, ***6

СТАРТОВАЯ ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН ОПР-1 ГС и ННС

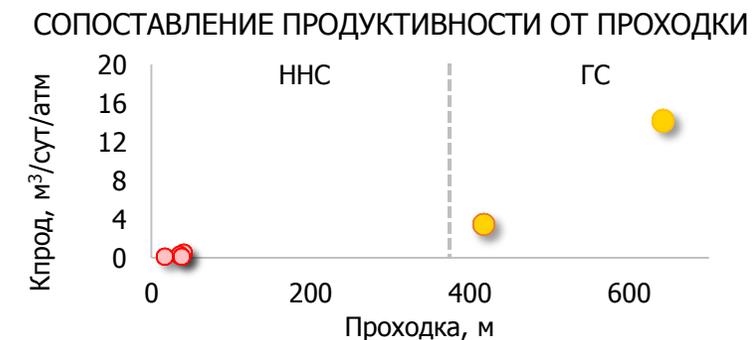
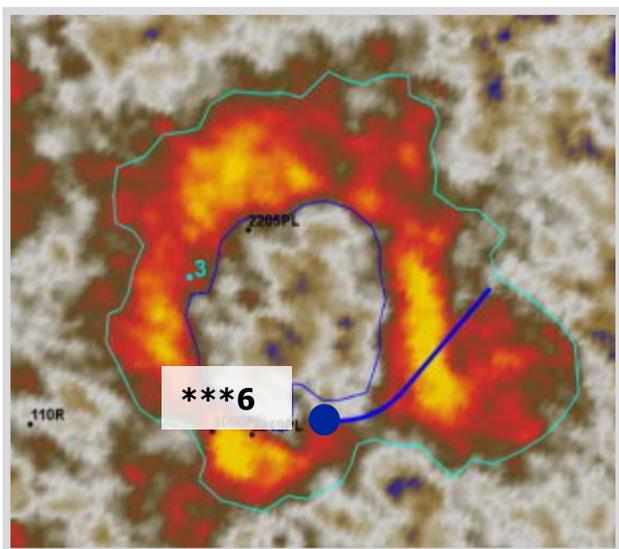
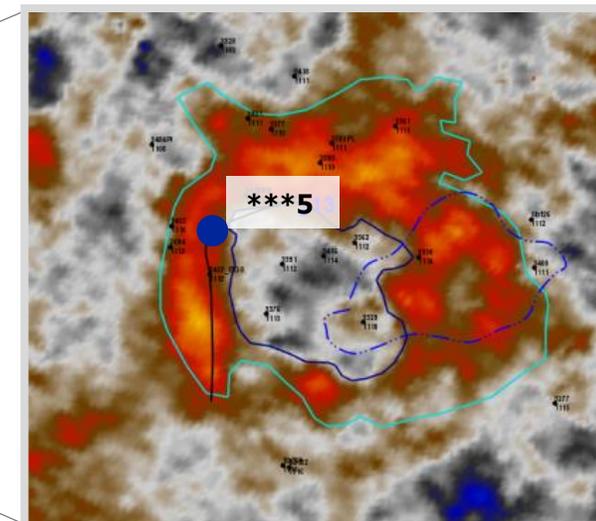
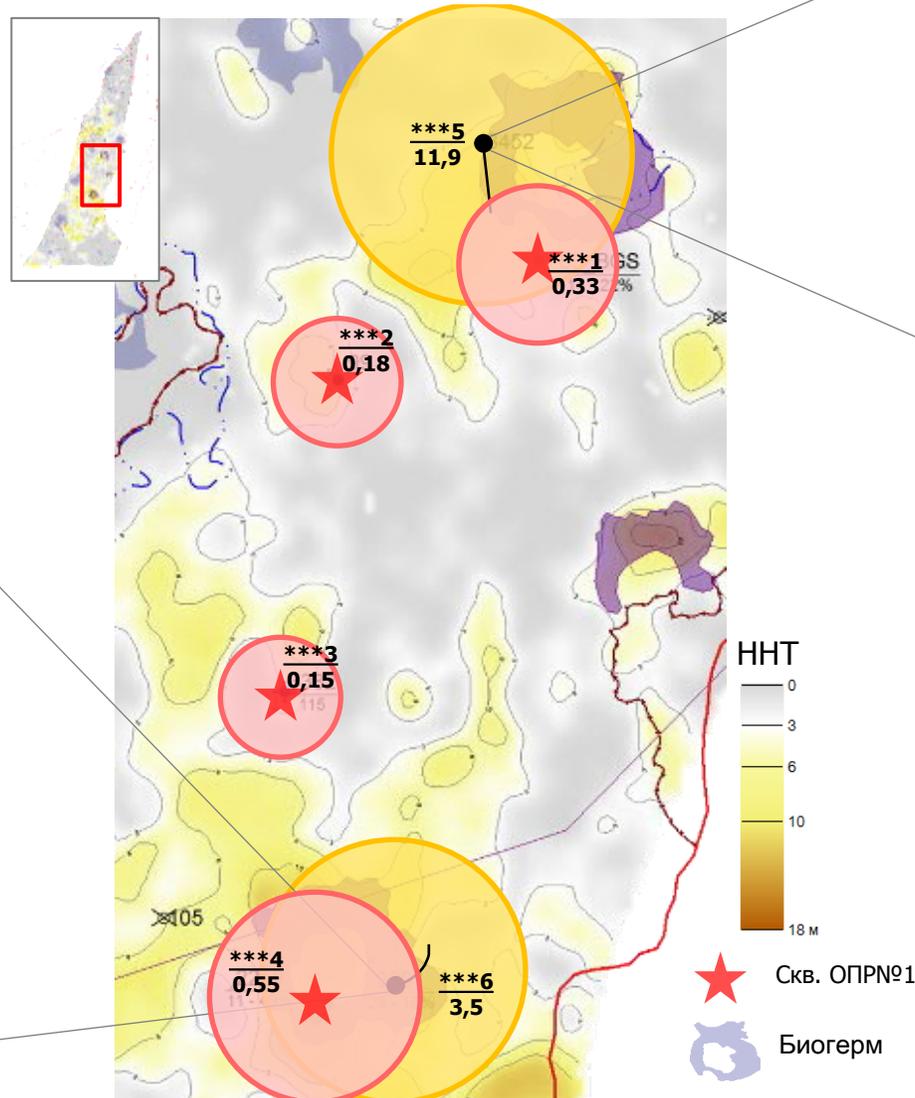
■ 2019 г.

Пробурена ГС № ***5 с СКО, впервые получен фонтанный приток нефти **138 т/сут.**

■ 2020 г.

Пробурена ГС № ***6 дебит нефти составил **57 т/сут.**

Скважины пробурены в пределах кольцевой структуры (склон рифа).



Стратегия разработки осинского горизонта

КАРТА ПРОВОДИМОСТИ И ПРОЕКТНОГО ФОНДА

Условные обозначения

Фаза 1

Фаза 2

Ядро рифа

Подножье рифа

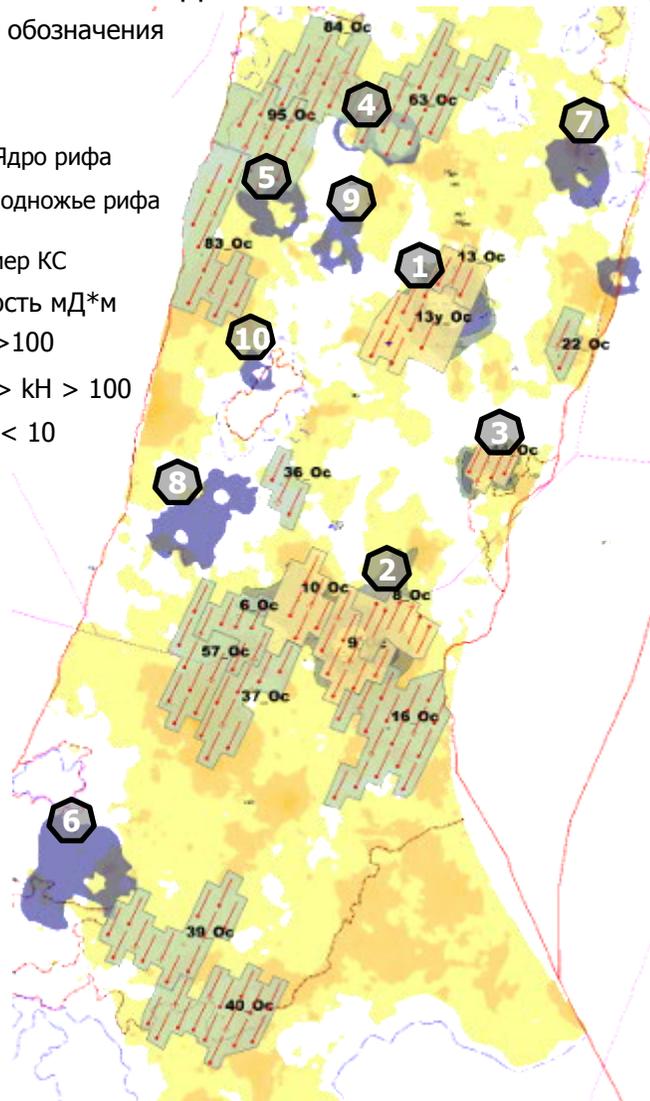
1 - Номер КС

Проводимость мД*м

кН > 100

10 > кН > 100

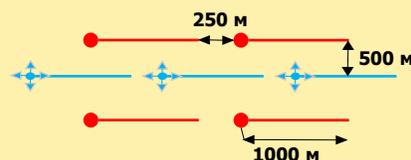
кН < 10



ФАЗА 1

Зона с улучшенными ФЭС
($kh > 100$ мД*м)

Рядная система, закачка воды



Заканчивание:

Хвостовик

Фильтр щелевой + 7ПНН

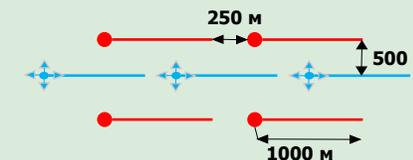
Интенсификация: СКО



ФАЗА 2

Зона с ухудшенными ФЭС
($kh < 100$ мД*м)

Рядная система, закачка воды

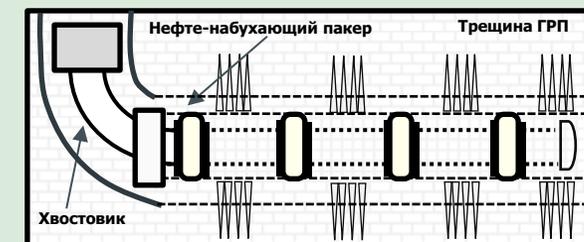


Заканчивание:

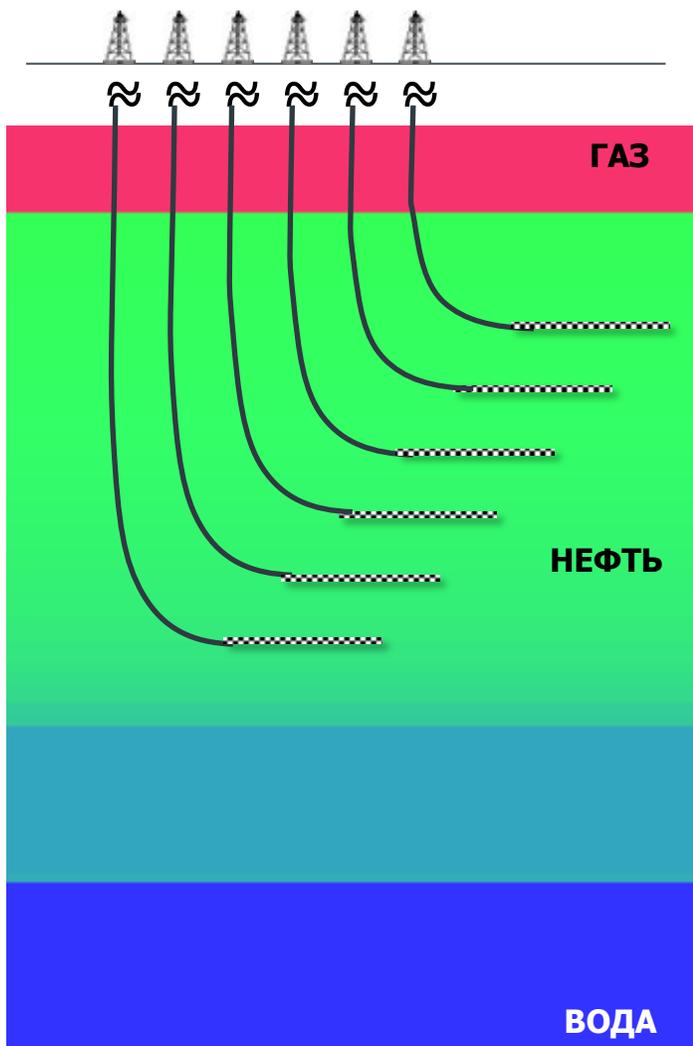
Хвостовик

Фильтр щелевой + 7ПНН

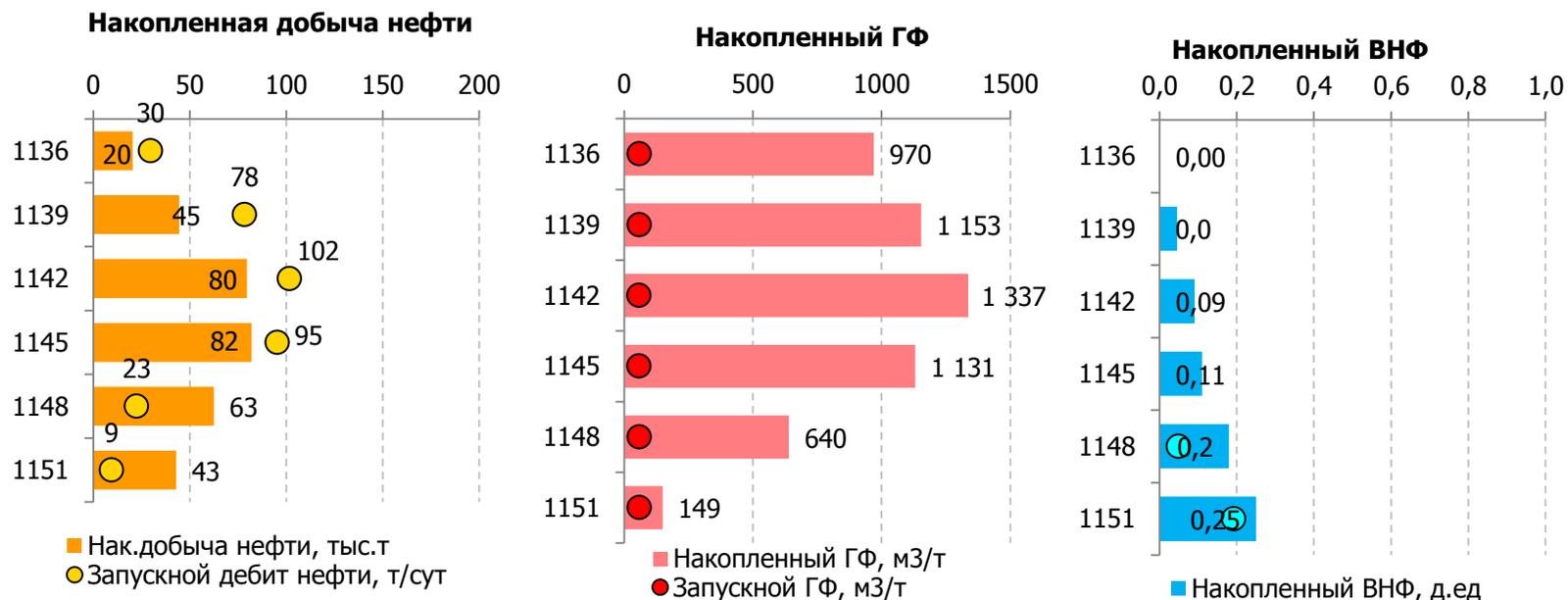
Интенсификация: МГРП



Обоснование ЦИ бурения (Тип 2 – перемычка < 3 м)



В пессимистичном варианте с проницаемой глинистой перемычкой наиболее перспективным представляется вариант с проводкой на отметке 1145 м.



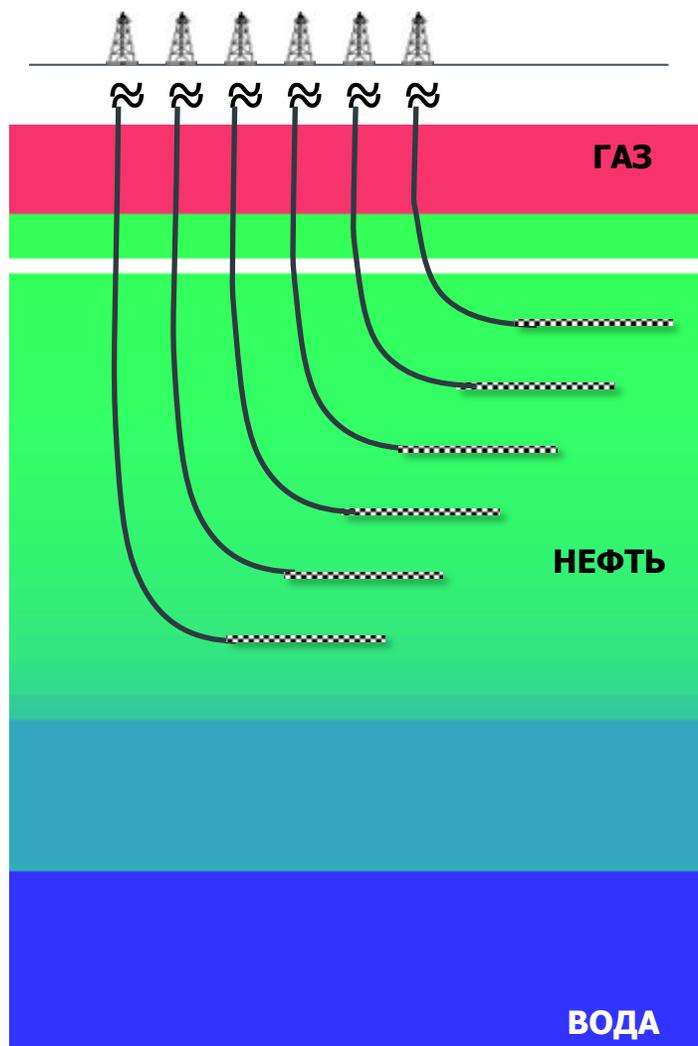
СОПОСТАВЛЕНИЕ С РБ

Настроечные коэффициенты	Значение
Анизотропия	0.09
Сжимаемость породы	5.5E-5
Сжимаемость нефти	1.78E-4
Эффективная мощность	13.9
Забойное давление	90
Проницаемость	24
Входная обводненность	5

Запускные параметры	ГДМ	РБ
Дебит жидкости	126	129
Дебит нефти	102	104

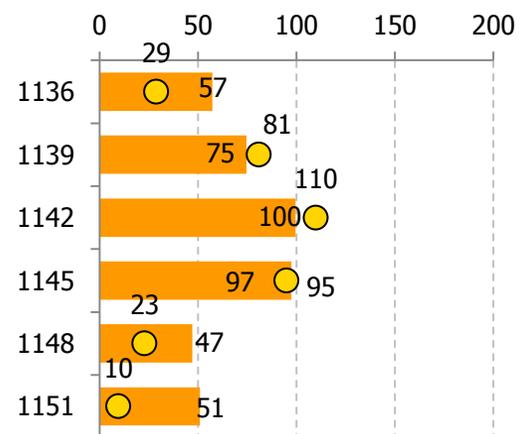
Результаты расчета на ГДМ соответствуют аналитике из РБ

Обоснование ЦИ бурения (Тип 1 – перемычка > 3 м)



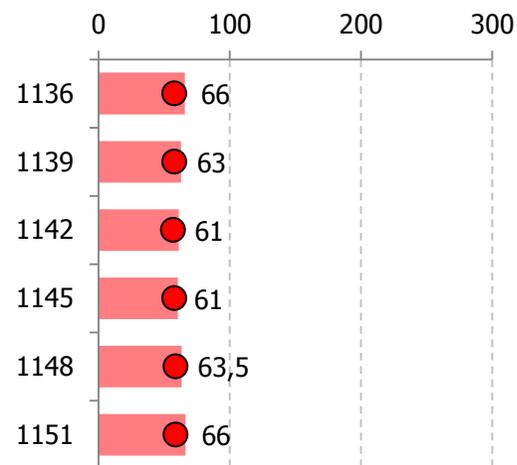
В оптимистичном варианте с непроницаемой глинистой перемычкой наиболее перспективным представляется вариант с проводкой на отметке 1142 м.

Накопленная добыча нефти



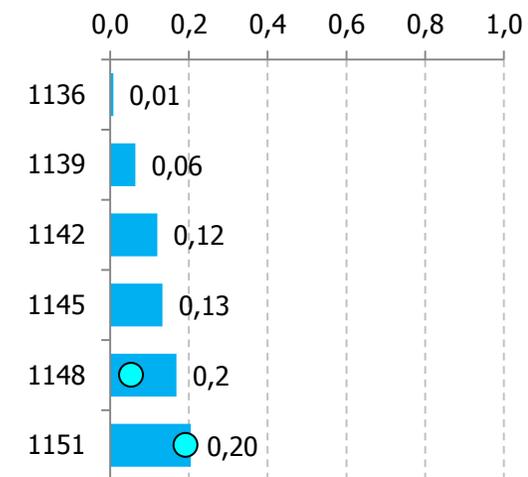
■ Нак. добыча нефти, тыс.т
● Запускной дебит нефти, т/сут

Накопленный ГФ



■ Накопленный ГФ, м3/т

Накопленный ВНФ



■ Накопленный ВНФ, д.ед

СОПОСТАВЛЕНИЕ С РБ

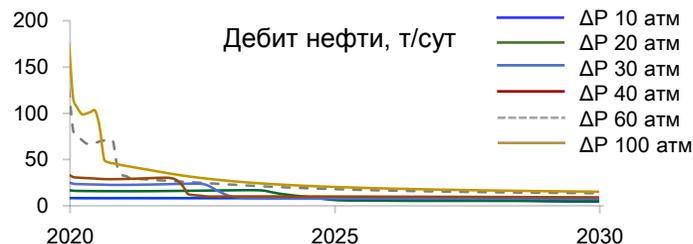
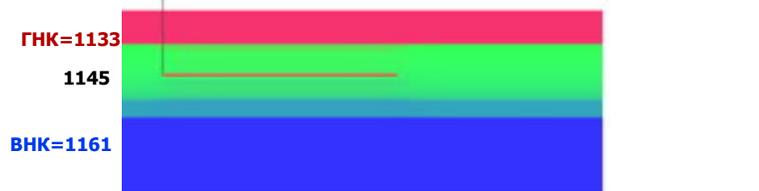
Настроечные коэффициенты	Значение
Анизотропия	0.09
Сжимаемость породы	5.5E-5
Сжимаемость нефти	1.78E-4
Эффективная мощность	13.9
Забойное давление	90
Проницаемость	30
Входная обводненность	5

Запускные параметры	ГДМ	РБ
Дебит жидкости	138	144
Дебит нефти	110	114

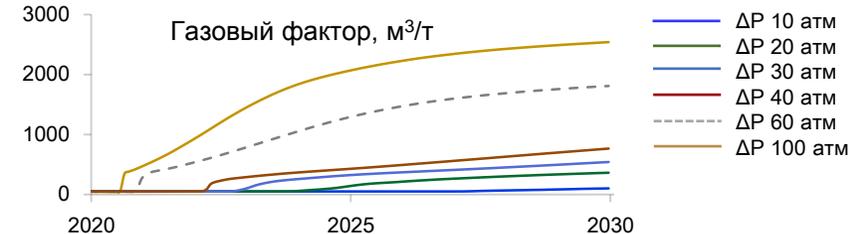
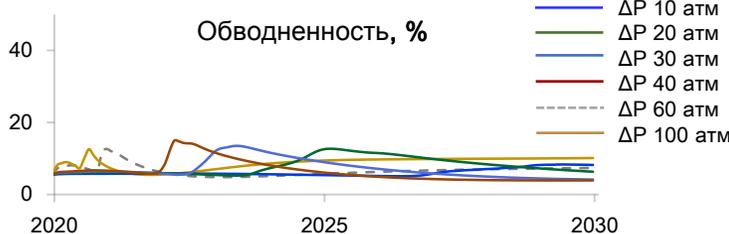
➤ Результаты расчета на ГДМ соответствуют аналитике из РБ

Определение оптимальной депрессии для ЦИ интервалов 1142, 1145 м

ВАРИАНТ БЕЗ ГЛИНИСТОЙ ПЕРЕМОЧКИ



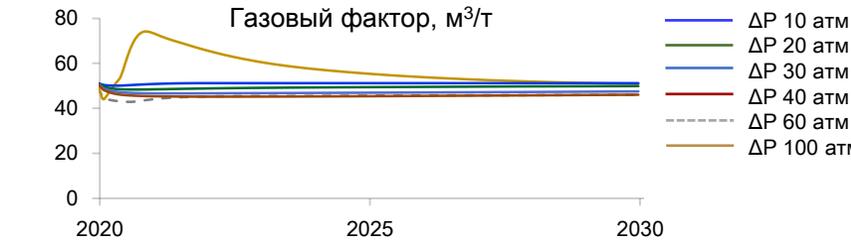
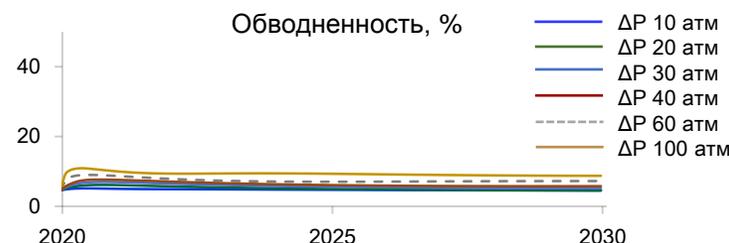
Параметр	ΔP 10 атм	ΔP 20 атм	ΔP 30 атм	ΔP 40 атм	ΔP 60 атм	ΔP 100 атм
Дебит нефти, т/сут	9	17	25	34	102	166
Дебит жидкости, м3/сут	11	21	31	42	126	206
Обводненность, %	6	6	6	6	6	6
Накопленная добыча нефти (10 лет), тыс.т.	28	37	44	52	82	94
Накопленный ГФ (10 лет), т.	56	116	199	294	836	1268



ВАРИАНТ С ГЛИНИСТОЙ ПЕРЕМОЧКОЙ



Параметр	ΔP 10 атм	ΔP 20 атм	ΔP 30 атм	ΔP 40 атм	ΔP 60 атм	ΔP 100 атм
Дебит нефти, т/сут	10	20	29	39	110	234
Дебит жидкости, м3/сут	12	24	36	48	138	190
Обводненность, %	5	5	5	5	5	5
Накопленная добыча нефти (10 лет), тыс.т.	35	61	74	83	100	116
Накопленный ГФ (10 лет), т.	51	49	47	46	45	57



▶ Наиболее эффективны расчеты при ΔP = 100 атм;

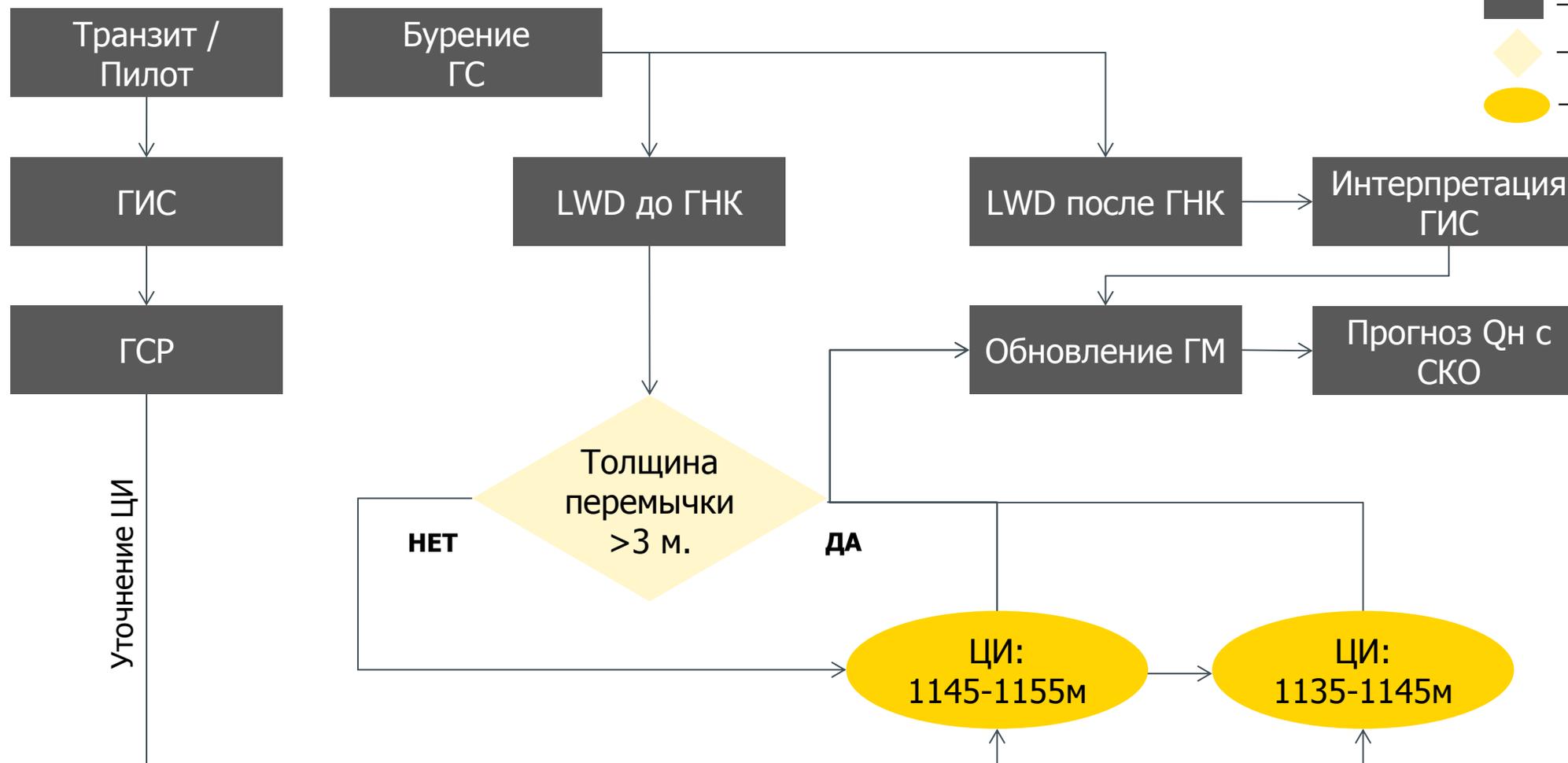
▶ Эксплуатация скважины с высокой депрессией, увеличивает риск проявления негативных факторов эксплуатации скважины, а так же повышает риск прорыва газа из газовой шапки. В связи с чем рекомендуемый вариант при ΔP = 60 атм.

Блок-схема принятия решения по разработке фазы 1

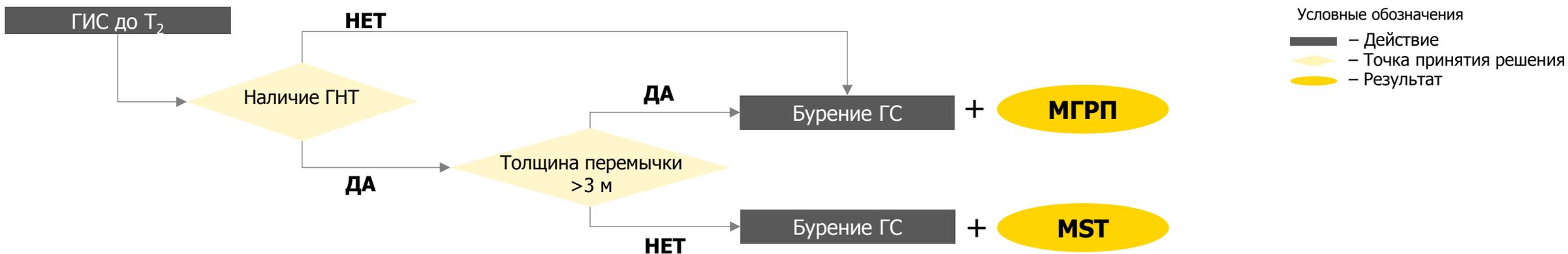
- ▶ При наличии перемычки ЦИ бурения – 1135-1145 м;
- ▶ Решение о целевом интервале в отсутствие перемычки основывается на улучшенные ФЕС и отдаленности от ГНК (1145-1155 м).

Условные обозначения

- – Действие
- ◆ – Точка принятия решения
- – Результат

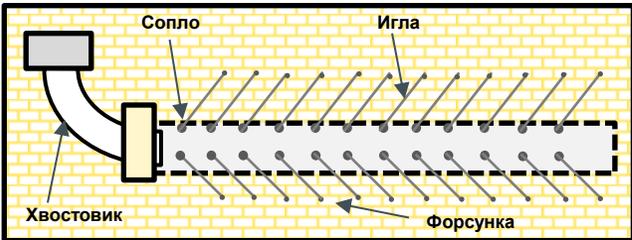
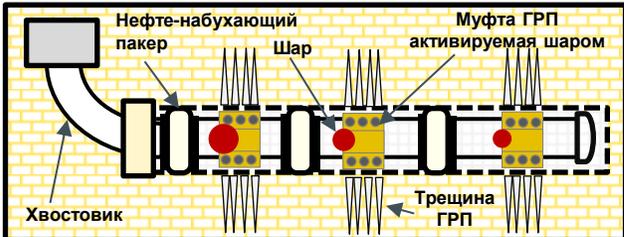


Блок-схема принятия решения по разработке фазы 2



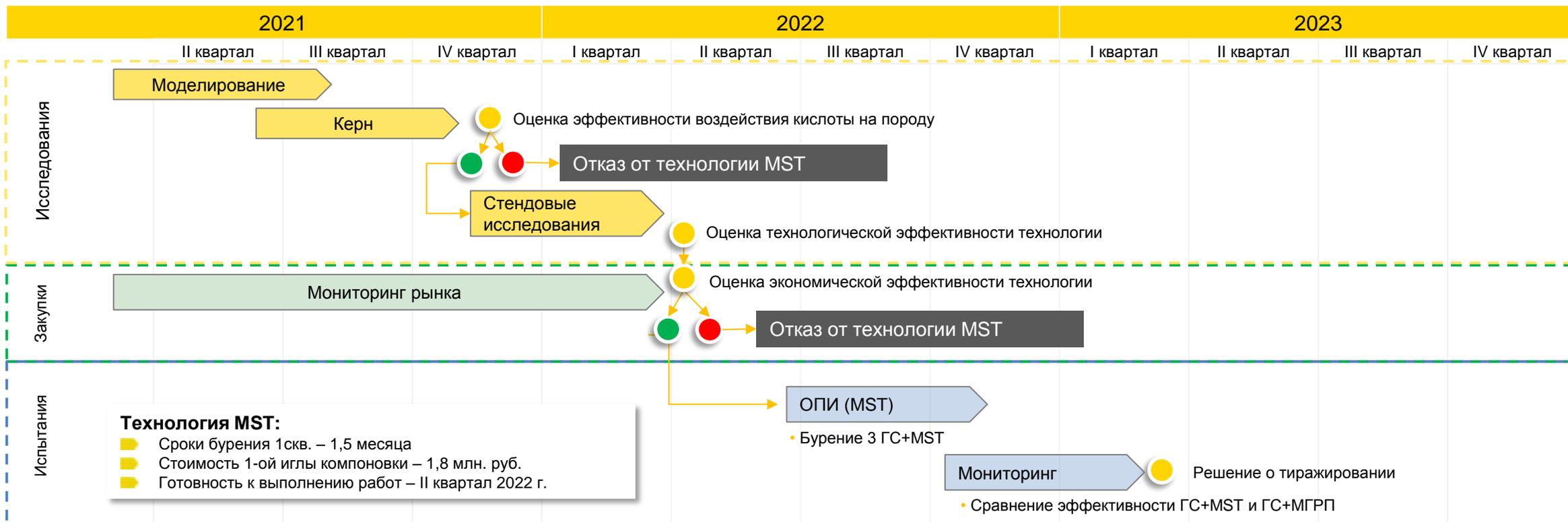
Название компоновки	Визуализация компоновки	Описание процесса	Риски
---------------------	-------------------------	-------------------	-------

ФАЗА 2

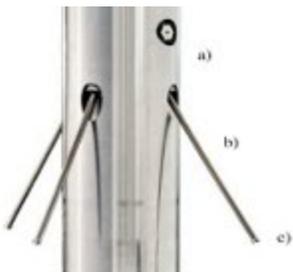
MST		<p>В технологии используется элемент, в котором находятся 4 высокопрочные трубки малого диаметра, называемые «иглами». Диапазон длин игл подбирается с целью недопущения вскрытия контактных запасов и может достигать от 3-12 м; Количество отводов 60.</p>	
МГРП с применением муфт активируемых шарами		<p>9 стадий (Lгор – 1000м) – доб. скважины 7 стадий (Lгор – 700м) – нагнет. скважины. При сбросе шара (от меньшего к большему), он попадает в седло муфты ГРП в связи с чем происходит рост давл., срезаются установочные штифты и открываются окна муфты, через которые проводится ГРП.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Риск не открытие раздвижного порта в связи с недоходом шара; - Эксплуатация скважины невозможна до проведения МГРП.

*T₂ – точка горизонтального участка, где происходит выполаживание по зенитному углу на 90°

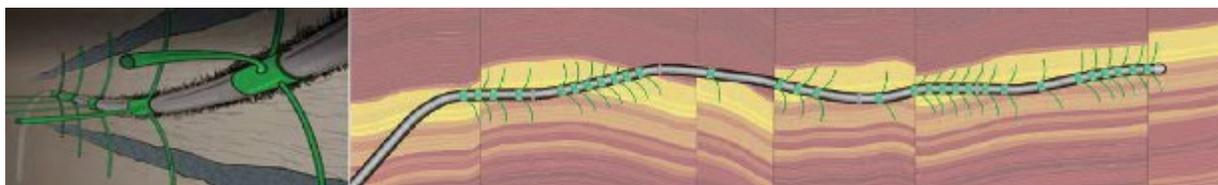
Дорожная карта реализации технологии MST



КОНСТРУКЦИЯ MST
 а) сопло б) игла с) форсунка

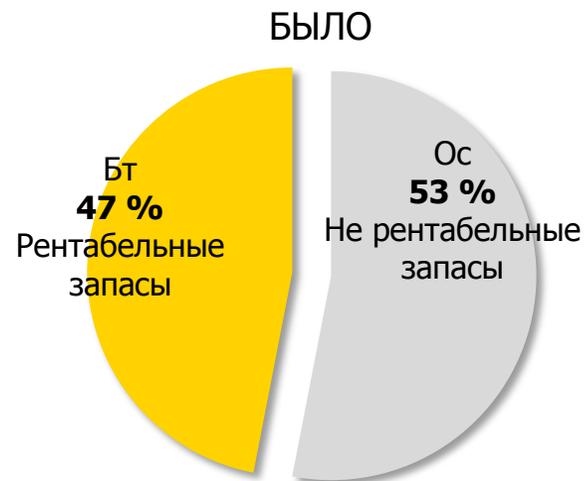


- MST - это заканчивание с использованием хвостовика открытого ствола, которое создает сеть маршрутов в пласте, соединяющее их со скважиной. При этом увеличивая связность и производительность
- В технологии используется элемент, в котором находятся четыре высокопрочные трубки малого диаметра, называемые «иглами» (длиной до 40 футов=12 м)



Структура запасов. Перспективы развития

РЕСУРСНАЯ БАЗА (АВТОРСКАЯ МОДЕЛЬ). НГЗ нефть



Новый концепт

Разработка объекта ГС в зонах с кольцевыми аномалиями

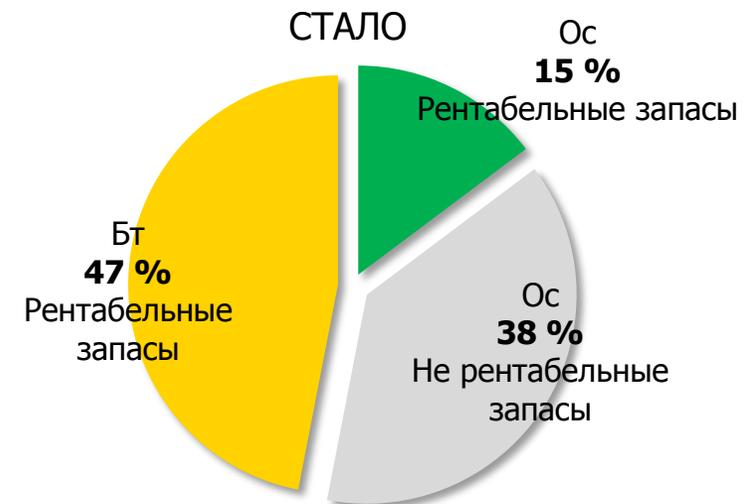
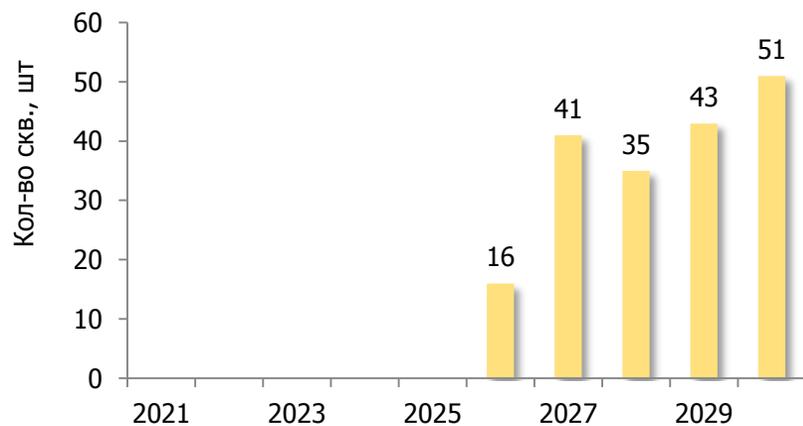
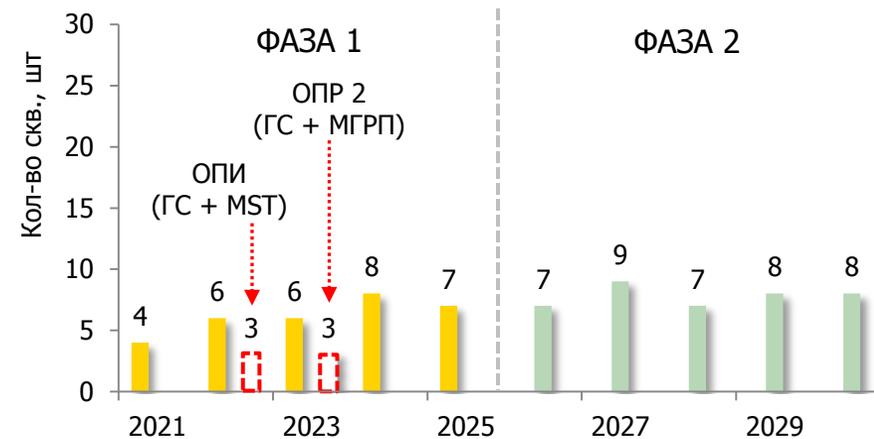


ГРАФИК БУРЕНИЯ



Ускорение ЭБ

2026 г. → 2021 г.



Выводы

- В рамках опытно-промышленной эксплуатации выполнен ГРП в 4-х скважинах, в результате впервые на месторождении из объекта получены промышленно значимые притоки нефти дебитом 4-22 т/сут.
- В результате проведения сейсморазведки 3D и последующей опытно-промышленной эксплуатации впервые обосновано, что рентабельные запасы нефти осинского горизонта связаны с локальными органогенными постройками, проявляющимися в волновом поле в виде кольцевых аномалий:
 - В горизонтальной скважине № ***5, пробуренной в пределах кольцевой структуры, впервые на месторождении получен фонтанный приток нефти дебитом **138** т/сут;
 - В горизонтальной скважине № ***6, также пробуренной в пределах кольцевой структуры, дебит нефти составил **57** т/сут.
- В результате картирования органогенных построек по комплексу сейсмических и скважинных данных предложено 28 % запасов нефти осинского горизонта перевести из нерентабельных в рентабельные.
- Результаты исследований положены в основу стратегии разработки осинского горизонта:
 - Фаза 1
 - Бурение ГС с СКО
 - Фаза 2
 - При наличии глинистой перемычки толщиной > 3 м рекомендуется бурение ГС с МГРП
 - В случае, когда толщина глинистой перемычки < 3 м рекомендуется бурение ГС с технологией MST:
 - Рекомендуемая длина игл – **3 м**;
 - Рекомендуемое кол-во ответвлений – **60 шт.**



РОСНЕФТЬ

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!



РОСНЕФТЬ

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

По всем возникающим вопросам просьба обращаться к
Яценко Сергею Алексеевичу

по адресу электронной почты: sayaschenko@tnc.rosneft.ru или телефону: 8 3452 529 090 доб. 6255