



ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР»
(ООО «ТННЦ»)



Поиск оптимальной технологии разработки ТРИЗ нефти карбонатных отложений Верхнечонского месторождения

Авторы: Виноградов И.А., Леванов А.Н., Яценко С.А.

Тюмень, 01.09.2018 г



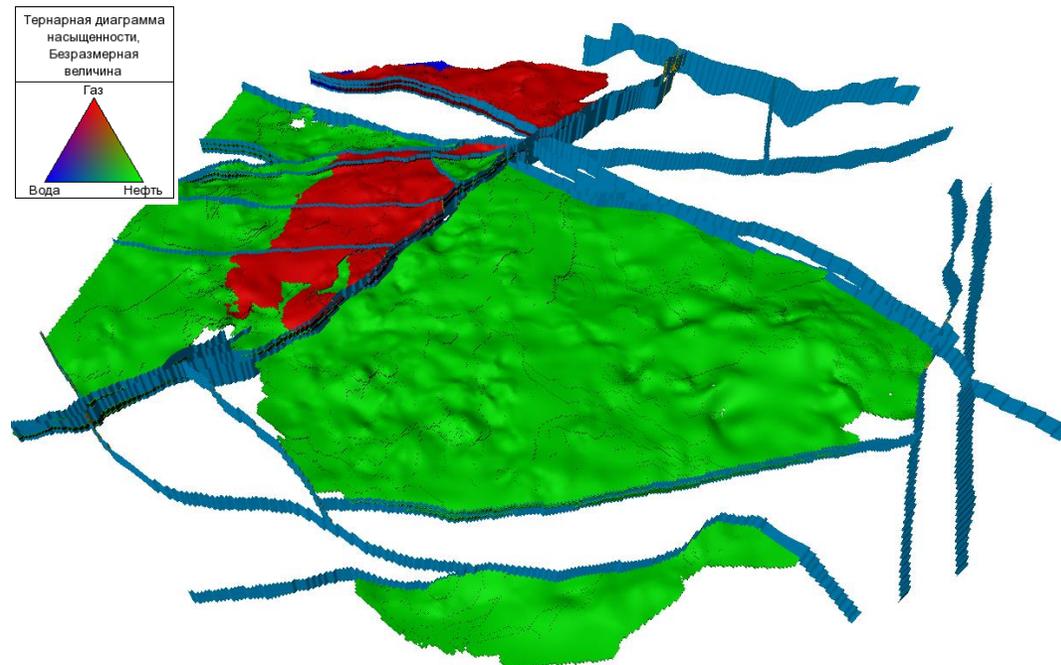
- Геолого-физическая характеристика карбонатного горизонта
- Опыт пробной эксплуатации объекта
- Анализ и обобщение результатов потоковых экспериментов на собственном керне
- Поиск оптимальной системы разработки



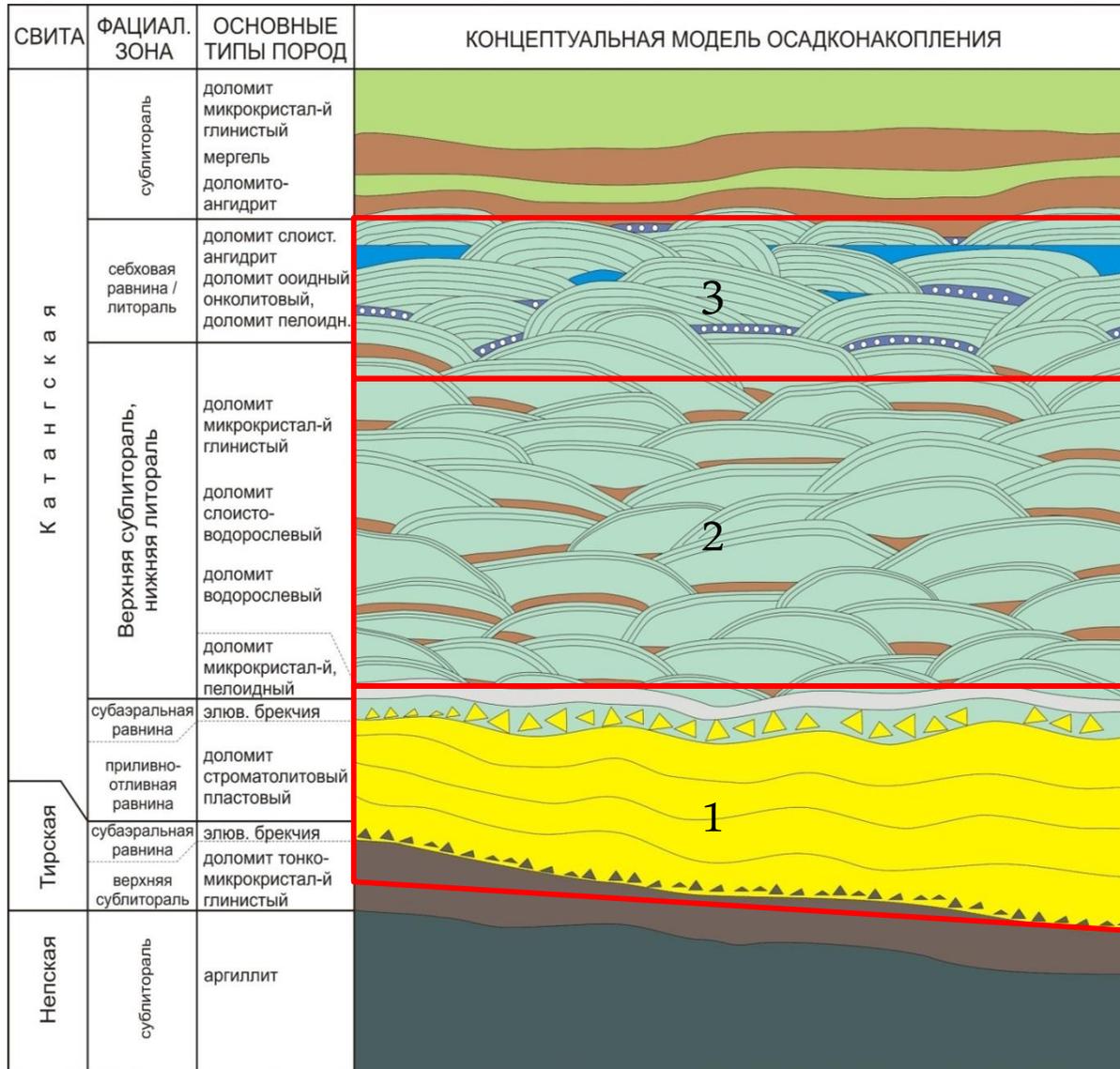
- Геолого-физическая характеристика карбонатного горизонта
- Опыт пробной эксплуатации объекта
- Анализ и обобщение результатов потоковых экспериментов на собственном керне
- Поиск оптимальной системы разработки



Геолого-физическая характеристика	Ед. изм.	Значение
Ср. глубина залегания	м	12,09
Пластовая температура	°С	14
Давление насыщения нефти	МПа	15,0
Начальное пластовое давление	МПа	15,0
Средняя эфф. нефт. толщина	м	5,8
Коэффициент пористости д.ед.	д.ед.	0,122
Коэффициент проницаемости	мД	1,6
Расчленённость	ед.	3,2
Начальная нефтенасыщенность	д.ед.	0,775
Газосодержание	м ³ /т	73
Объемный коэффициент нефти	м ³ /т	1,14
Вязкость нефти в плусл.	мПа·с	4,97
Вязкость пластовой воды	мПа·с	3,9



Седиментологическая модель



Выделяются 3 пачки:

➤ Нижняя пачка 1 – неколлектор

➤ **Водорослевая пачка 2 – основная продуктивная толща (биогеоморфные образования синезелёных водорослей):**

- ритмичные последовательности сукцессионного ряда водорослевых построек пластово-линзовидной формы;
- размер линз - несколько десятков метров;
- в основании ритмов нерегулярные слойки плотных аргиллитов

➤ Верхняя пачка 3 – частично продуктивна

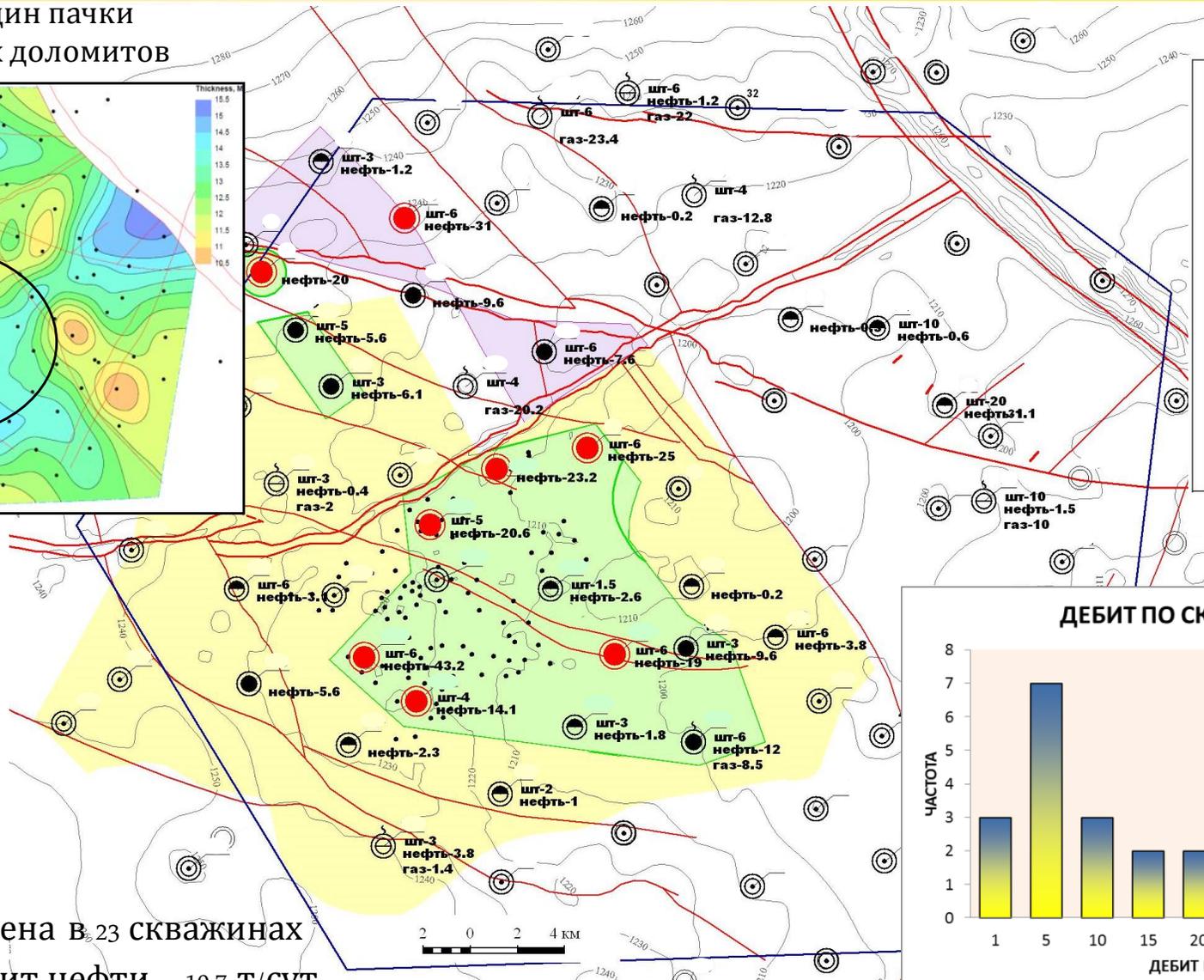
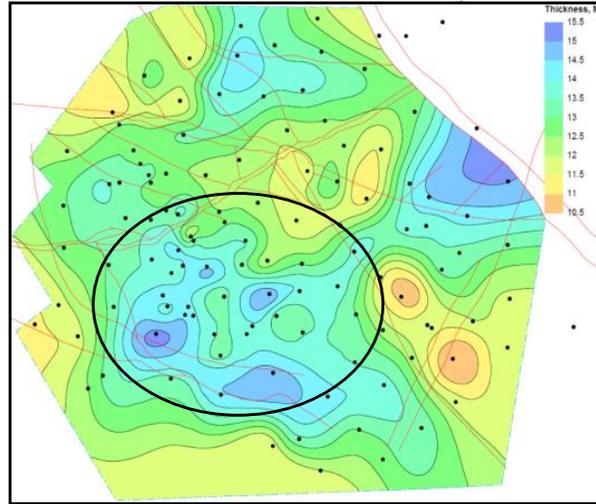


- Геолого-физическая характеристика карбонатного горизонта
- Опыт пробной эксплуатации объекта
- Анализ и обобщение результатов потоковых экспериментов на собственном керне
- Поиск оптимальной системы разработки

Опыт пробной эксплуатации объекта



Карта толщин пачки водорослевых доломитов



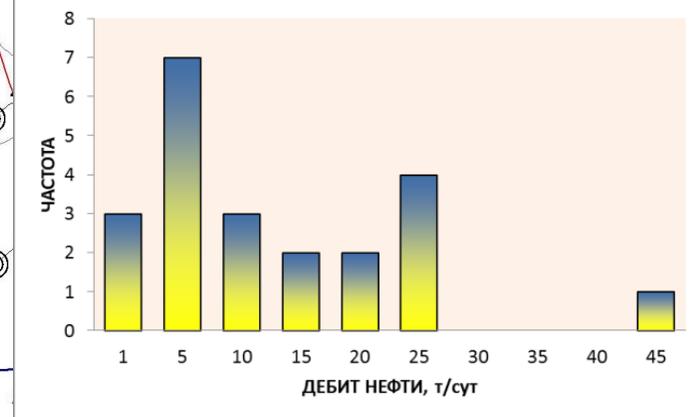
Дебит, т/сут

- меньше 5
- меньше 5 с газом
- от 5 до 10
- больше 10
- больше 10 с газом
- приток газа
- сухо

Статистика:

- нефть получена в 23 скважинах
- средний дебит нефти – 10.7 т/сут.

ДЕБИТ ПО СКВАЖИНАМ



Опыт пробной эксплуатации объекта

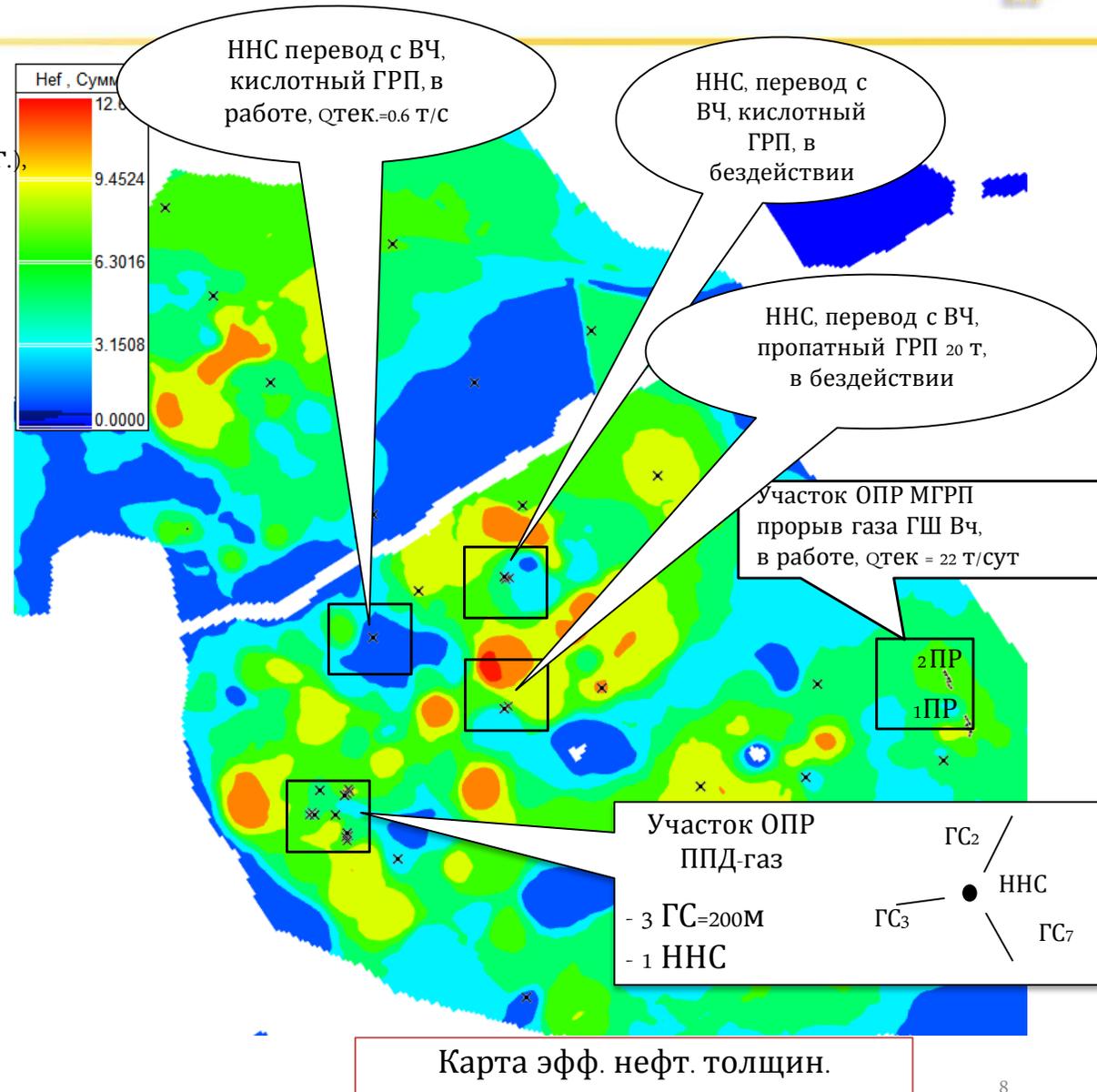


Экспл. фонд скважин:

- 4 скв. – участок ОПР, площадной элемент (2010 Г.), ППД-газ не реализовано, в бездействии
- 3 скв. – перевод (2009–2011 Г), в работе 1 скважина, $Q_{тек} = 0.6$ т/сут
- 2 скв. – ГС с МГРП, 6 стад. (2014 Г), в работе, $Q_{тек} = 22$ т/сут.

Статус объекта:

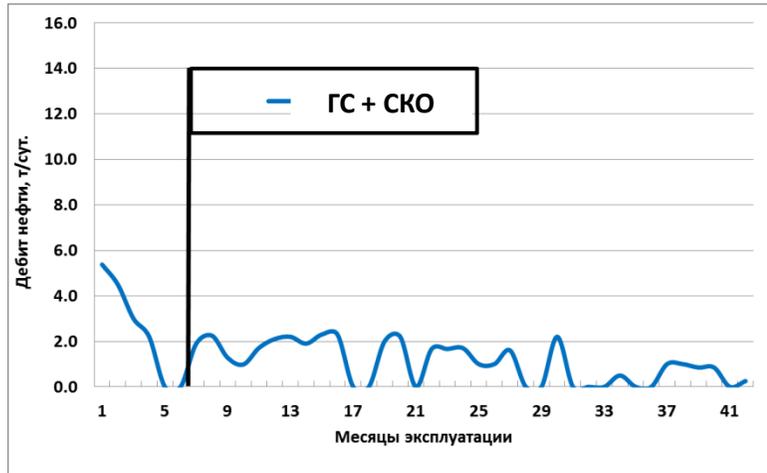
опытно-промышленная эксплуатация.



Опыт пробной эксплуатации объекта



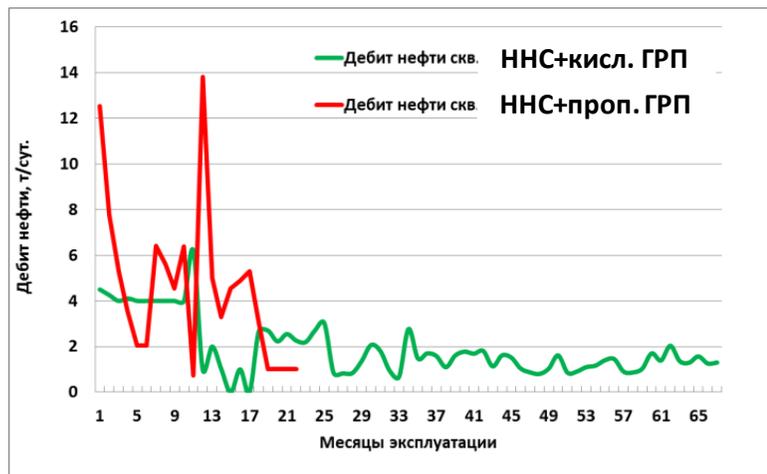
СКО (ГС-200 м) – **нет эффекта**
низкая растворяющая способность кислоты при 12°C



Кислотный ГРП (ННС; ГС-200 м) –
низкий эффект, продолжительность менее года



Пропантный ГРП (ННС) – **низкий эффект**. В течение 2 лет
средний дебит 5.4 т/сут, затем приток прекратился.



МГРП (ГС-500 м, 6 стад.) – наибольший эффект по дебиту и
продолжительности среди прочих ГТМ





- ▶ Соляно-кислотные обработки неэффективны или малоэффективны, вероятными причинами являются низкая пластовая температура и малый радиус воздействия для условий пласта Пр;
- ▶ Кислотные ГРП не эффективны в сравнении с проппантным ГРП;
- ▶ Наиболее стабильные и высокие дебиты нефти получены в горизонтальных скважинах с длиной ствола 500 м (эффективная длина 300 м) и 6 стадийным МГРП;
- ▶ Разработка пласта горизонтальными скважинами с проведением многостадийного ГРП является перспективной.



- Геолого-физическая характеристика карбонатного горизонта
- Опыт пробной эксплуатации объекта
- **Анализ и обобщение результатов потоковых экспериментов на собственном керне**
- Поиск оптимальной системы разработки



- ▶ Лаборатория СПТ-Груп (ВНИИгаз), 2009 год:
- 30 определений Квыт нефти водой
- 10 определений Квыт нефти газом
- 15 экспериментов ОФП нефть- вода
- 15 экспериментов ОФП нефть- газ

Соблюдение физического подобия:

- рекомбинированная проба нефти
- модель минерализованной воды
- термобарические пластовые условия
- составные колонки образцов
- проницаемость образцов от 1.07 до 1.63 мД, в среднем 1.34 мД
- пористость от 0.089 до 0.122 д.е., в среднем 0.107 д.е.
- *связанная водонасыщенность 0.2 д.е. во всех экспериментах (0.203 – 0.207 д.е.)*



- ▶ Лаборатория ТННЦ, 2011 – 2017 г.г.
- 7 экспериментов по определению Квыт нефти водой
- 3 эксперимента по определению Квыт нефти газом
- 7 экспериментов ОФП нефть-вода
- 4 эксперимента ОФП нефть- газ на стенде с γ -ray сканированием

Соблюдение физического подобия:

- изовязкозная модель нефти (добавление гексана 30-50%)
- пластовая вода (400 гр/л) и раствор NaCl (110, 260, 400 гр/л)
- термобарические пластовые условия
- составные колонки образцов
- проницаемость образцов от 1.12 до 6 мД
- пористость от 0.103 до 0.136 д.е.



➤ Оценка коэффициента вытеснения нефти газом

Лаб. центр	Год исслед.я	пористость %	абс. прони- мость, мД	Кво, д.е.	Кно, д.е.	Квыт, д.ед.
		по газу				
ЮУФ ВНИГНИ	1993	-	-		-	0,678
СПТ Групп	2009	0,1	1,26	0,205	0,04	0,795
ТННЦ	2011-2016	0,18	264	0,459	0,335	0,437

- Эксперименты ЮУФ ВНИГНИ выполнены с грубым нарушением принципов подобия: на единичных образцах при градиенте давления 416 атм/м
- В экспериментах СПТ Групп получены высокие значения Квыт нефти газом, вызывает сомнение корректность формирования в образцах связанной воды
- Диапазон изменения Кно в экспериментах ТННЦ 0,278 – 0,331 д.е., при низкой начальной нефтенасыщенности 0,519 – 0,568 д.е.
- Средний коэффициент вытеснения нефти газом – **0,437 д.е.**



Оценка коэффициента вытеснения нефти водой

Лаб. центр	Кол-во опытов	Год исслед-я	пористость, %	абс. прониц-ть, мД	Кво д.е.	Кно, д.е.	Квыт, д.ед.
			по газу				
СПТ Групп	30	2009	0.107	1.34	0.205	0.55	0.309
ТННЦ	10	2011-2016	0.12	2.65	0.284	0.468	0.351
Аналоги							
-	3	2013	0.103		0.25	0.55	0.267
-	1	2013	0.103	2.5	0.179	0.503	0.388
-	6	2012-2013	0.122	2.2	0.143	0.557	0.3

- Остаточная нефтенасыщенность в среднем **0.545 д.е.** при начальной 0.75 – 0.92 д.е.
- Коэффициент вытеснения нефти водой – **0.316 д.е.**



Анализ и обобщение результатов потоковых экспериментов на собственном керне

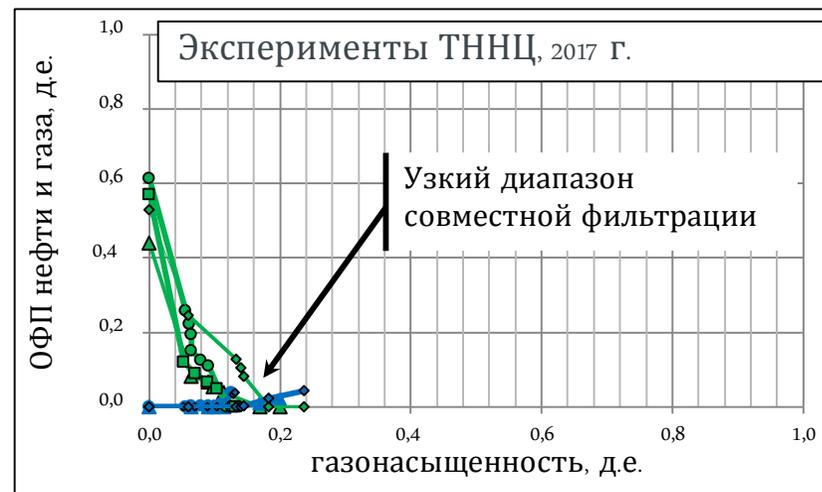
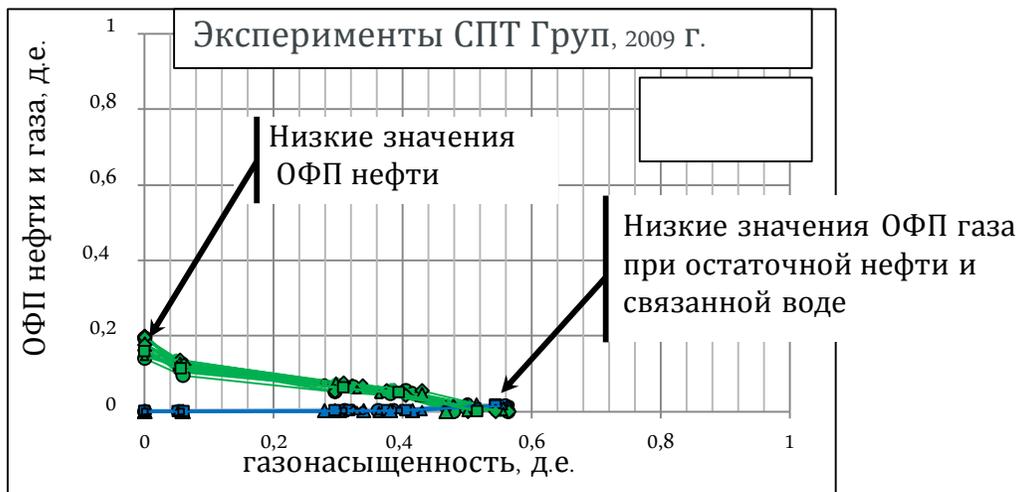
- Структура порового пространства пористых доломитов характеризуется как тонкопоровая средней однородности и неоднородная
- Максимальный размер фильтрующих поровых каналов составляет от 4 мкм до 13 мкм
- Низкопоровая разность доломита имеет максимальный размер пор 2.5 мкм



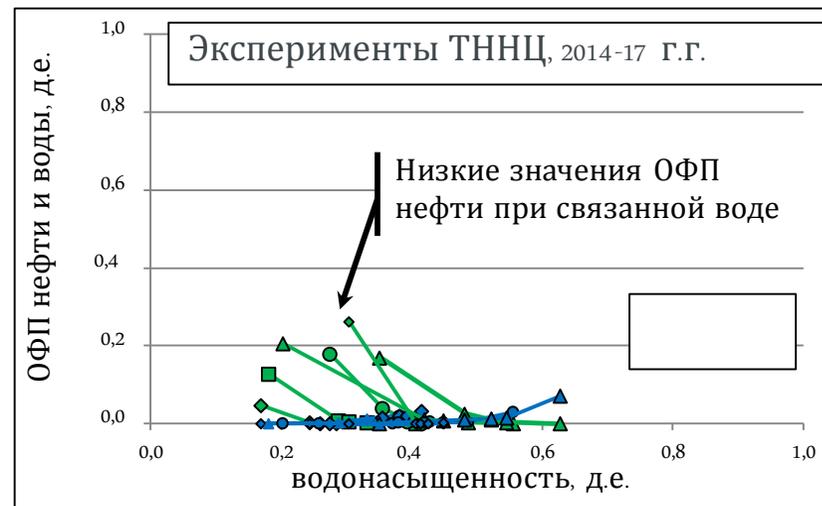
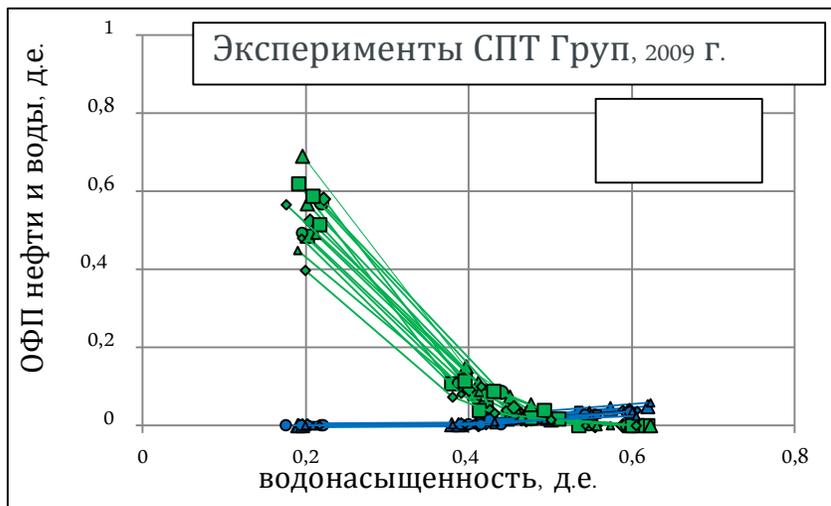
- Возможной причиной более высокого $K_{вг}$ нефти газом является малый радиус пор, что обуславливает в условиях гидрофобности породы более высокий охват поровых каналов закачиваемым газом в сравнении с водой



Экспериментальные относительные фазовые проницаемости нефть - газ



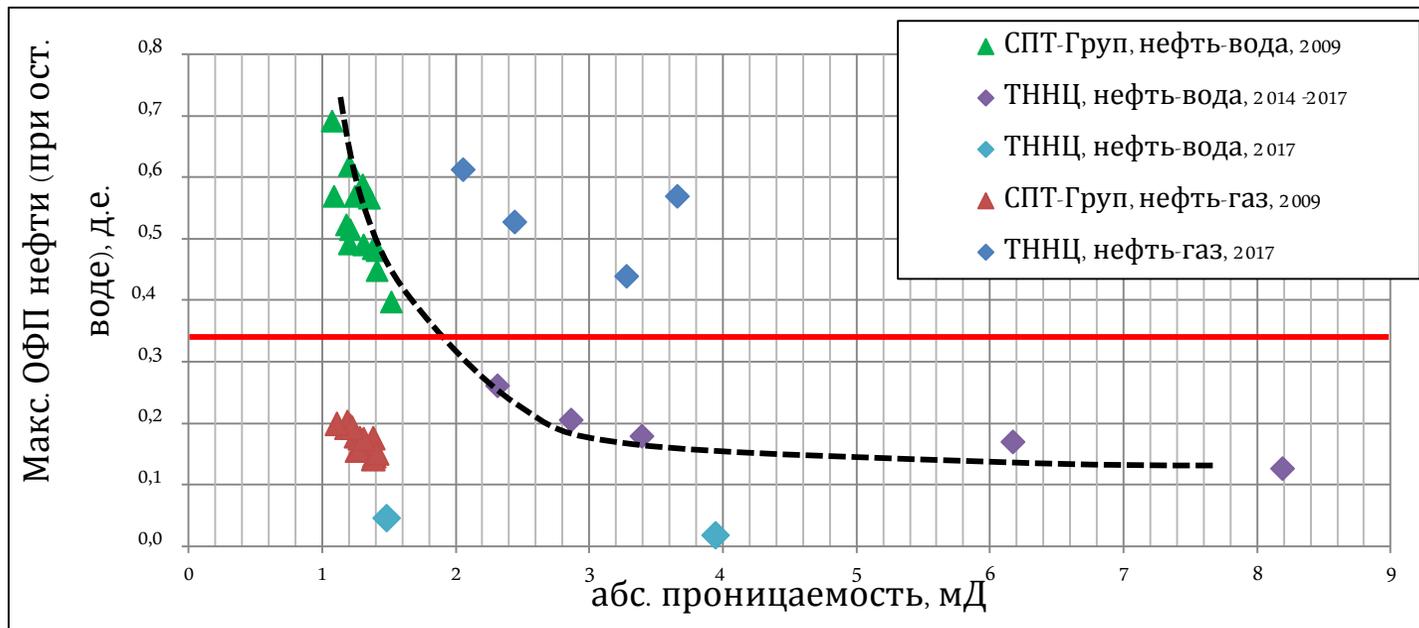
Экспериментальные относительные фазовые проницаемости нефть - вода





Неопределённости в характеристиках вытеснения

- Неоднозначное определение максимальной ОФП нефти (при связанной воде)



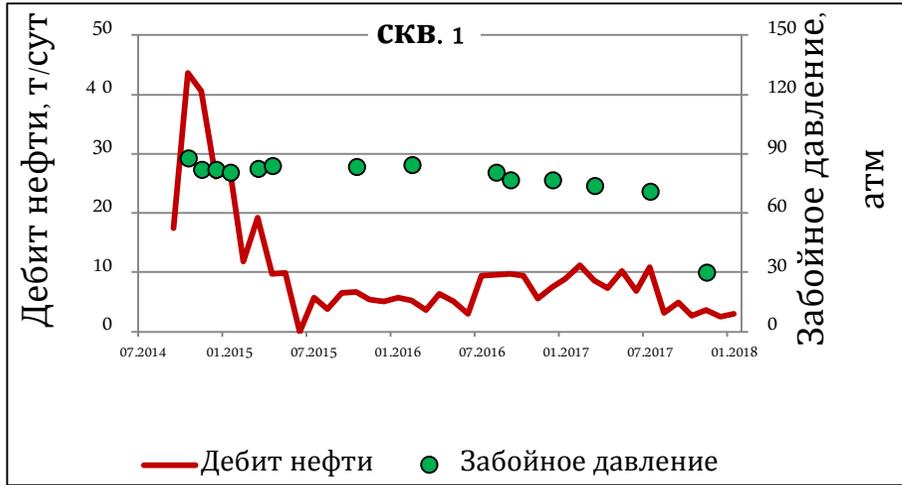
- Низкие значения ОФП газа при остаточной нефти (ниже ОФП воды)
- Высокие градиенты давления в опытах ОФП нефть-вода (до 600 атм/м)



- Геолого-физическая характеристика карбонатного горизонта
- Опыт пробной эксплуатации объекта
- Анализ и обобщение результатов потоковых экспериментов на собственном керне
- **Поиск оптимальной системы разработки**



Анализ работы скважин с МГРП



Ориентировочная оценка рентабельности ГС (за нормативный срок 10 лет)

- При норме дисконтирования 0% :
 - входной дебит нефти 32 т/сут
 - накопленная добыча нефти 70 тыс.т.
- При норме дисконтирования 10% :
 - входной дебит нефти 38 т/сут
 - накопленная добыча нефти 85 тыс.т.



► Выбор агента для системы ППД

Вода

- относительно дешёвый ресурс
- Квыт нефти 0.316 д.е.
- Градиент давления в лаб. эксп-х на ОФП до 600 атм/м

Газ

- сухой газ (несмешивающееся вытеснение)
- ограниченный ресурс
- дорогая технология (доп. затраты на компрессор)
- Квыт нефти 0.437 д.е.
- Градиент давления в лаб. эксп-х на ОФП до 40 атм/м

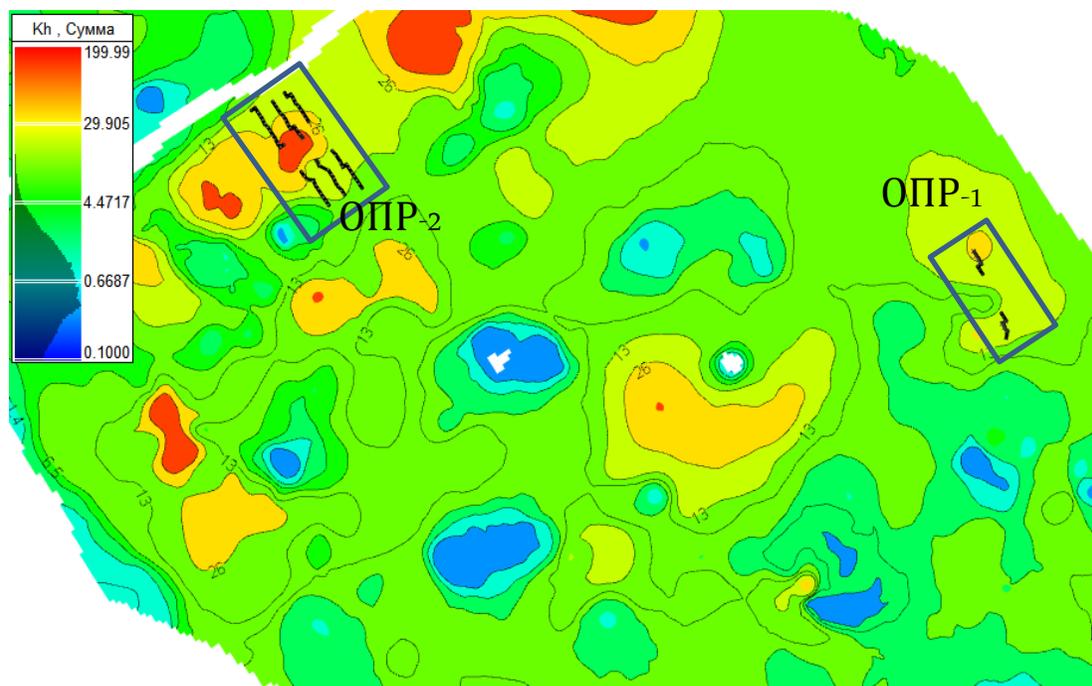


- Выбор агента для системы ППД – проведение ОПР-2 в 2021 г.

Мероприятия ОПР-2:

- бурение 6 ГС длиной 1 км
- проведение МГРП (9 стадий)
- формирование 2-х элементов по 3 скв. с закачкой газа и закачкой воды (400 м между скв. в элементе)

Карта кН



- Участок ОПР-2 расположен в зоне основной продуктивной пачки водорослевых доломитов, продуктивность которой доказана разведкой
- Имеет схожие ФЕС с участком ОПР-1, отмечается высокий k_h (в среднем 20 мД х м), согласно текущей геомодели
- Расположен относительно близко к компрессорной станции

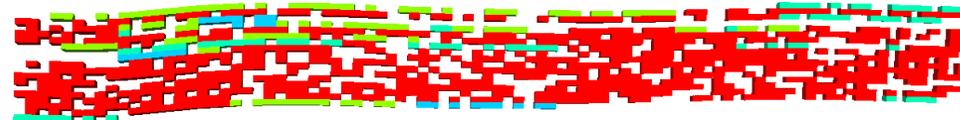
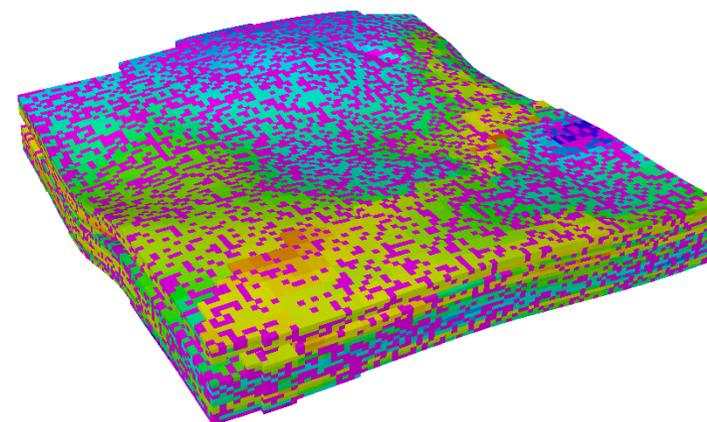
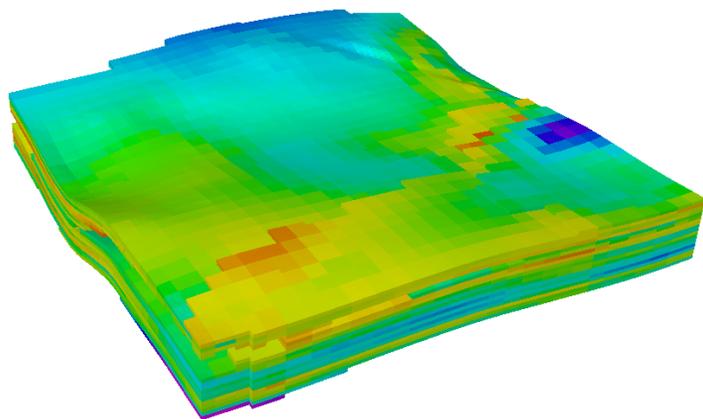
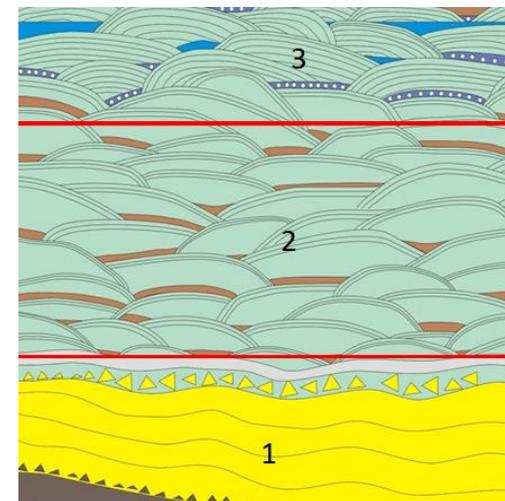


■ Размеры линз отложений водорослевых доломитов (пачка 2):

- протяжённость несколько десятков метров
- толщина 0.4 – 1.2 м

■ Размеры ячейки модели:

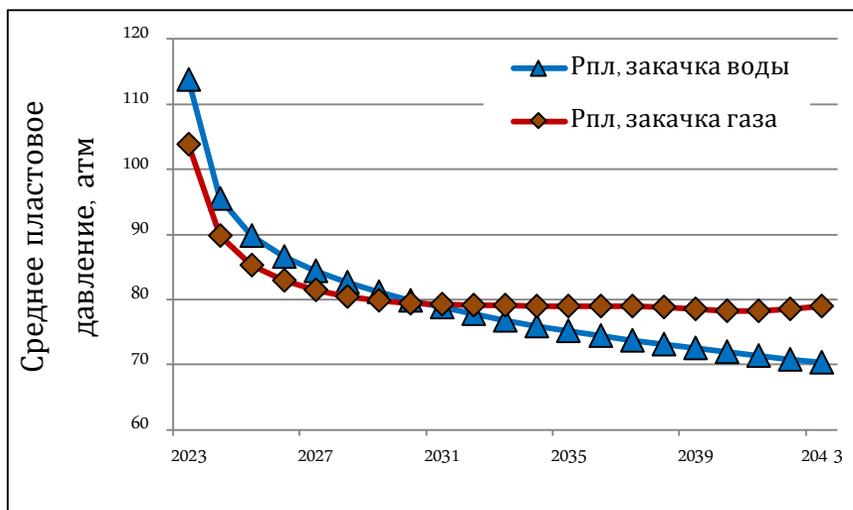
- по латерали 30 м
- толщина 0.7 м





Выбор агента для системы ППД – прогноз по ОПР-2

Скв.	Стартовый дебит жидкости, м ³ /сут	Накопленная добыча нефти за 1 год, тыс т	Накопленная добыча нефти за 5 лет, тыс т	Накопленная добыча газа за 1 год, млн м ³	Накопленная добыча газа за 5 лет, млн м ³
Элемент с закачкой воды					
1	92.8	13.8	20.2	1.65	4.1
2	86.6	16.4	23.9	1.84	4.3
Элемент с закачкой газа					
5	80.3	11.6	34.0	1.52	3.2
6	88.6	15.5	39.8	1.87	4.0



Скв. (агент)	Стартовая приёмистость, м ³ /сут	Накопленная закачка за 1 год, тыс м ³	Накопленная закачка за 5 лет, тыс м ³
3	32	7	18
7	11904	17 45	698 2

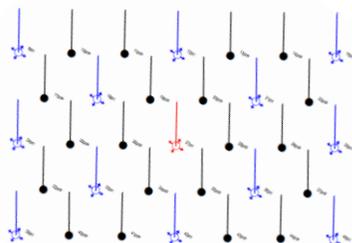
- Закачка газа и воды в начальный период не компенсирует снижение давления в зонах отбора
- Отклик давления на закачку газа отмечается спустя 8 лет. Раннего прорыва газа не наблюдается



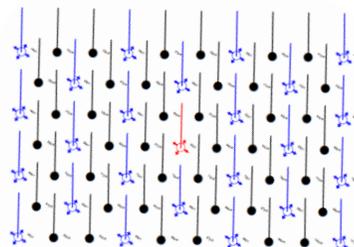
Схема расстановки скважин

Площадная (треугольная, обращённая) схема

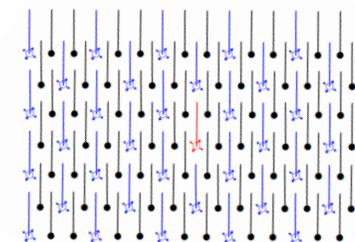
V=600 м, 16 га/скв



V=400 м, 8 га/скв

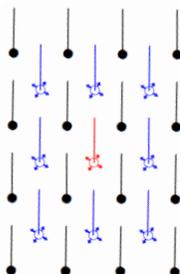


V=200 м, 5 га/скв

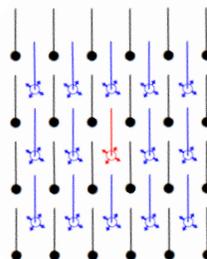


Рядная схема со смещением

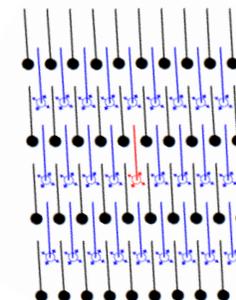
V=600 м, 16 га/скв



V=400 м, 8 га/скв



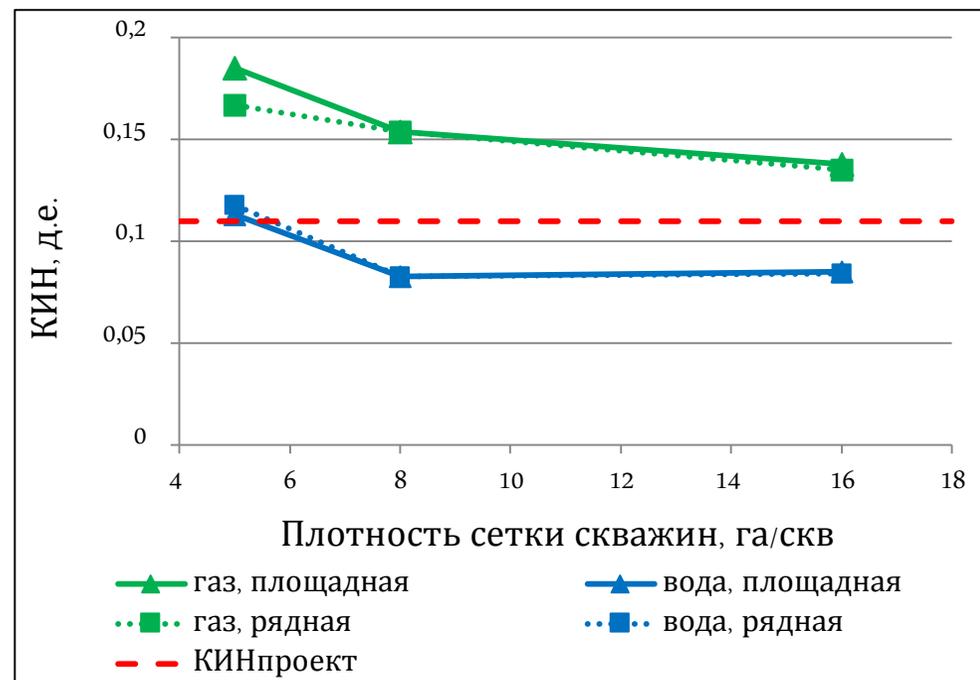
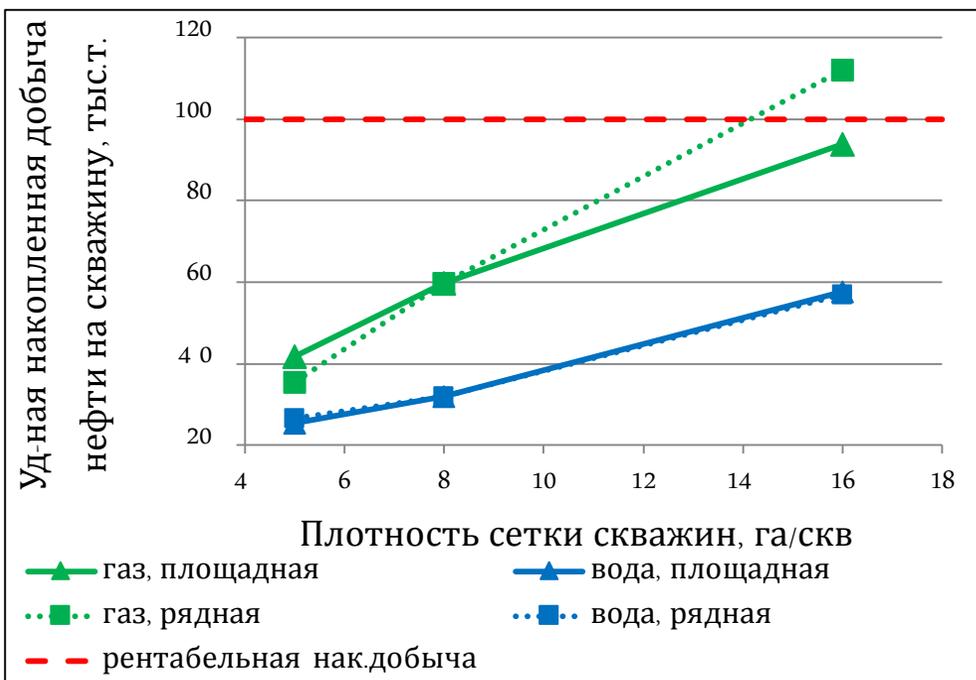
V=200 м, ≈5 га/скв



Длина ГС 500 м, МГРП 6 стадий



► Схема расстановки скважин



- Наиболее оптимальной системой разработки является бурение ГС длиной не менее 500 м по рядной схеме, с расстоянием между скважинами не более 600 м, и организацией ППД закачкой газа – обеспечиваются превышение проектного КИН (0.135 д.е.) и рентабельные уровни накопленной добычи нефти (110 тыс.т/скв.)



- ▶ ТРИЗ карбонатного горизонта характеризуются низкими фильтрационными свойствами, проницаемость коллектора в среднем составляет 1.6 мД, пористость 0.12 д.е.
- ▶ Основной продуктивной зоной пласта является область отложений водорослевых доломитов, переслаиваемых узкослоистыми отложениями плотных аргиллитов, создающими непроницаемые экраны между водорослевыми телами
- ▶ Результаты опытно-промышленной эксплуатации пласта (ННС, ГС в сочетании с ГТМ) показывают быстрое снижение (падение) дебитов скважин до 1 т/сут и менее в течении нескольких месяцев
- ▶ Эффективность СКО и кислотного ГРП низкая – прирост дебита мал, эффект непродолжителен, что может быть связано с неподходящим составом кислоты в условиях низкой температуры коллектора
- ▶ Наиболее стабильные и высокие дебиты нефти получены в горизонтальных скважинах с длиной ствола 5 00 м (эффективная длина 300 м) и 6 стадийным пропантным ГРП
- ▶ Лабораторные эксперименты по вытеснению нефти показывают лучшие вытесняющие свойства сухого газа в сравнении с водой, что может объясняться тонкопоровой структурой проницаемой среды и малым радиусом фильтрующих каналов (от 4 до 13 мкм). При закачке воды в образцы породы отмечались аномально высокие градиенты давления (до 600 атм/м)
- ▶ Для оценки эффективности газа и воды в качестве агентов ППД, и эксплуатационных характеристик системы горизонтальных скважин с МГРП на преображенском горизонте запланировано проведение ОНР - формирование двух отдельных элементов под закачку воды и закачку газа бурением 6 ГС длиной 1 км с 9 стад. ГРП
- ▶ Расчёты на ГДМ с учётом линзовидной структуры основных продуктивных отложений коллектора показали, что конечная добыча нефти при закачке газа в 1.5 – 2 раза выше, чем при закачке воды



Контактная информация

г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

тел. (3452) 52-90-90

e-mail: tnnc@rosneft.ru

