



## **Подходы к разработке низкопроницаемого карбонатного пласта Пр на ВЧНГКМ**

**Е.С. Остяков, Н.В. Маньшин, А.Н. Леванов, Н.А. Игнатъев, И.А. Виноградов,  
С.А. Яценко**

**ООО «Тюменский нефтяной научный центр»**

**Г.В. Греков, А.С. Чиргун**

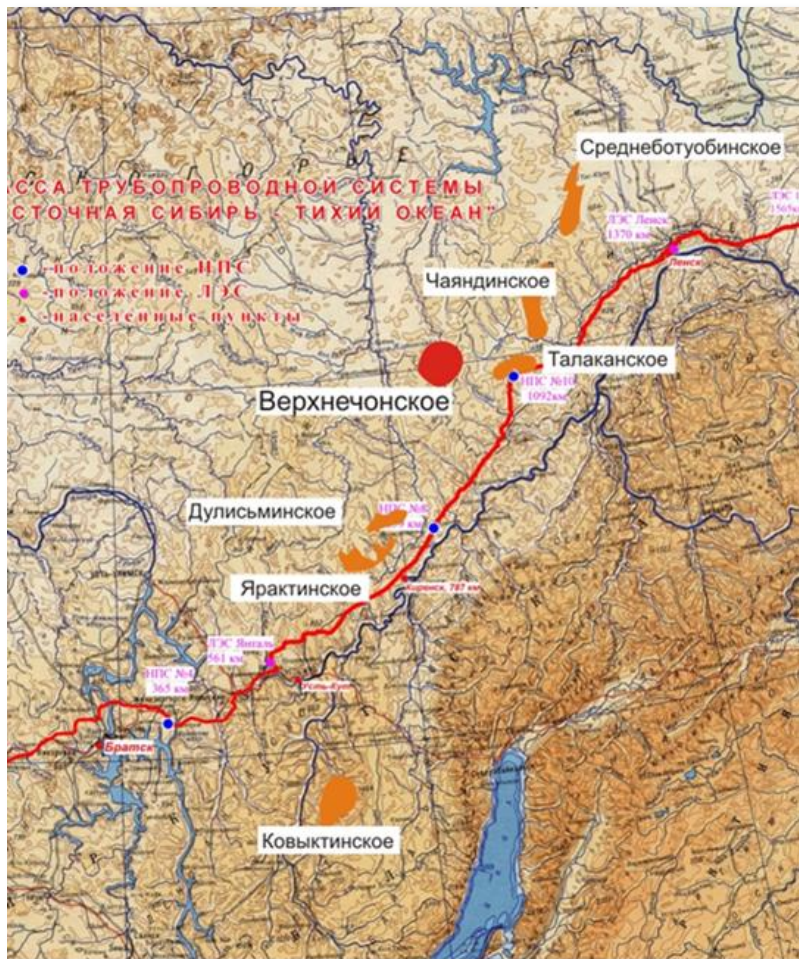
**АО «ВЧНГ»**

Геология и разработка месторождений  
с трудноизвлекаемыми запасами-2019  
Анапа, 24-26.09.2019



- ✓ Промышленная нефтегазоносность Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения связана с песчаниками нижнемотской подсвиты (пласт Вч), карбонатами среднемотской подсвиты (пласт Пр), карбонатами тэтэрской свиты (пласт Ук) и усольской свиты (пласт Ос).
- ✓ Объект Пр содержит значительный объём геологических запасов, относится к ТРИЗ. Доля запасов категории  $B_1$  – 42%.
- ✓ С 2009-го года проводятся работы по подбору оптимальной технологии эксплуатации объекта Пр. К настоящему моменту такая технология не определена.
- ✓ Успешная реализация опытно-промышленных работ на объекте позволит вовлечь в разработку значительный объём запасов нефти (около 35% НГЗ месторождения).

# Общие сведения о месторождении



- ▶ **АДМИНИСТРАТИВНОЕ РАСПОЛОЖЕНИЕ:**  
Иркутская область, Катангский район, 250 км от г. Киренск
- ▶ **ОСВОЕНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ:**  
Открыто в 1978 г  
Введено в разработку в 2008 г
- ▶ **ПРОМЫШЛЕННАЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ:**  
Нефтяные залежи в пластах / объектах: Вч, Пр, Ос, Ук  
Газоконденсатные залежи в пластах / объектах: Вч, Пр, Ос, Ук

## ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПОДСЧЕТА ЗАПАСОВ 2019 г.:

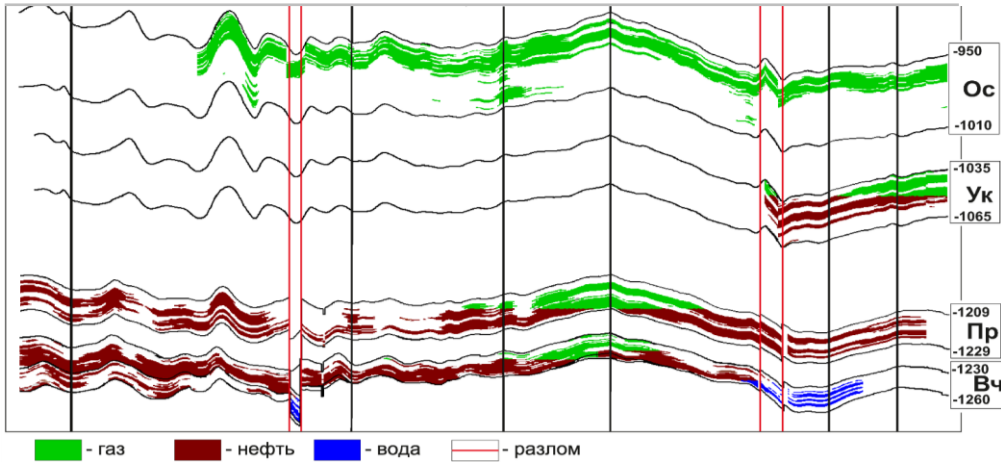
- ▶ **ЗАПАСЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ:**  
месторождение относится к крупным;  
пласты Вч, Пр, Ук преимущественно нефтяные, пласт Ос – газовый
- ▶ **ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ:**

Пробуренный фонд:	853 скважины
Текущий КИН (АВ <sub>1</sub> ):	0,081
Отбор от НИЗ (АВ <sub>1</sub> / АВ <sub>1</sub> + В <sub>2</sub> ) :	27 % / 24 %
- ▶ **ДЕЙСТВУЮЩИЙ ПТД:**  
«ДТСР Верхнечонского НГКМ»  
(протокол ЗС ЦКР Роснедр по УВС № 123-18 от 26.12.2018)  
Проектный КИН (АВ<sub>1</sub>+ В<sub>2</sub>): 0,261

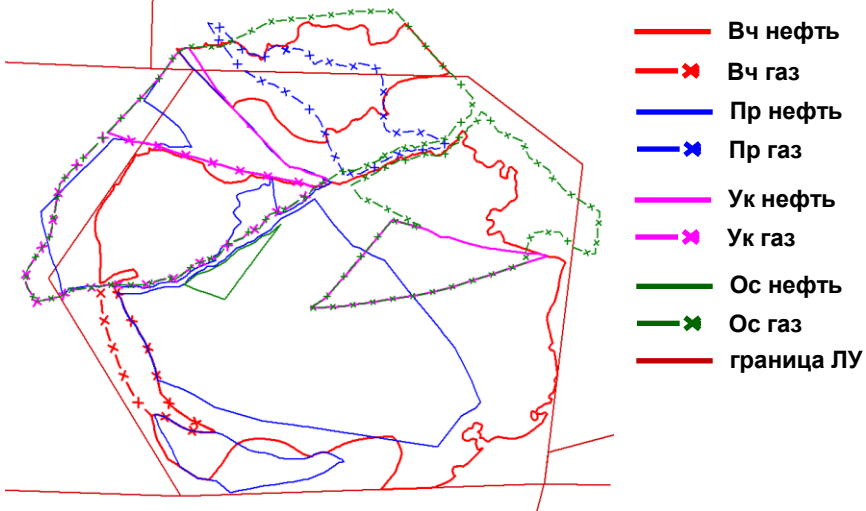


# Строение месторождения

## Геологический разрез



## Схема совмещенных контуров



Особенности	Влияние	Решения
Сложное геологическое строение (неоднородность строения)	Неоднозначность прогноза выработки запасов, риски при бурении	<ul style="list-style-type: none"> <li>исследования керна;</li> <li>создание ПДГТМ;</li> <li>усиление контроля за разработкой;</li> <li>уточнение местоположения проектных точек</li> </ul>
Засолонение порового пространства	Выпадение галита и гипса в ПЗП и в скважинах	<ul style="list-style-type: none"> <li>контроль за закачиваемой водой;</li> <li>проведение ОПЗ</li> </ul>
Блоковое строение, наличие тектонических разломов	Неопределенности по контактам, риски при бурении	<ul style="list-style-type: none"> <li>доизучение транзитным фондом;</li> <li>доизучение с помощью сейсмических данных</li> </ul>
Низкие ФЕС (Ос, Пр – ТРИЗ)	Снижение показателей работы скважин, низкая продуктивность	<ul style="list-style-type: none"> <li>бурение скважин;</li> <li>исследования керна;</li> <li>реализация программы ГТМ</li> </ul>
Низкая пластовая температура	Выпадение АСПО	<ul style="list-style-type: none"> <li>скребкование скважин</li> <li>регулярные промывки скв.</li> </ul>
Высокая вязкость пластовой воды	Поршневой характер вытеснения нефти	<ul style="list-style-type: none"> <li>гидродинамическое моделирование с опцией Brine и рассолонения</li> </ul>
Газовые шапки (пласты Вч, Пр и Ук)	Снижение показателей продуктивности скважин, высокий газовый фактор	<ul style="list-style-type: none"> <li>контроль за разработкой и режимами работы скв.</li> <li>проводка ГС с учётом рисков по газу</li> </ul>

- По геологическому строению месторождение – сложное

# Геолого–физическая характеристика пласта

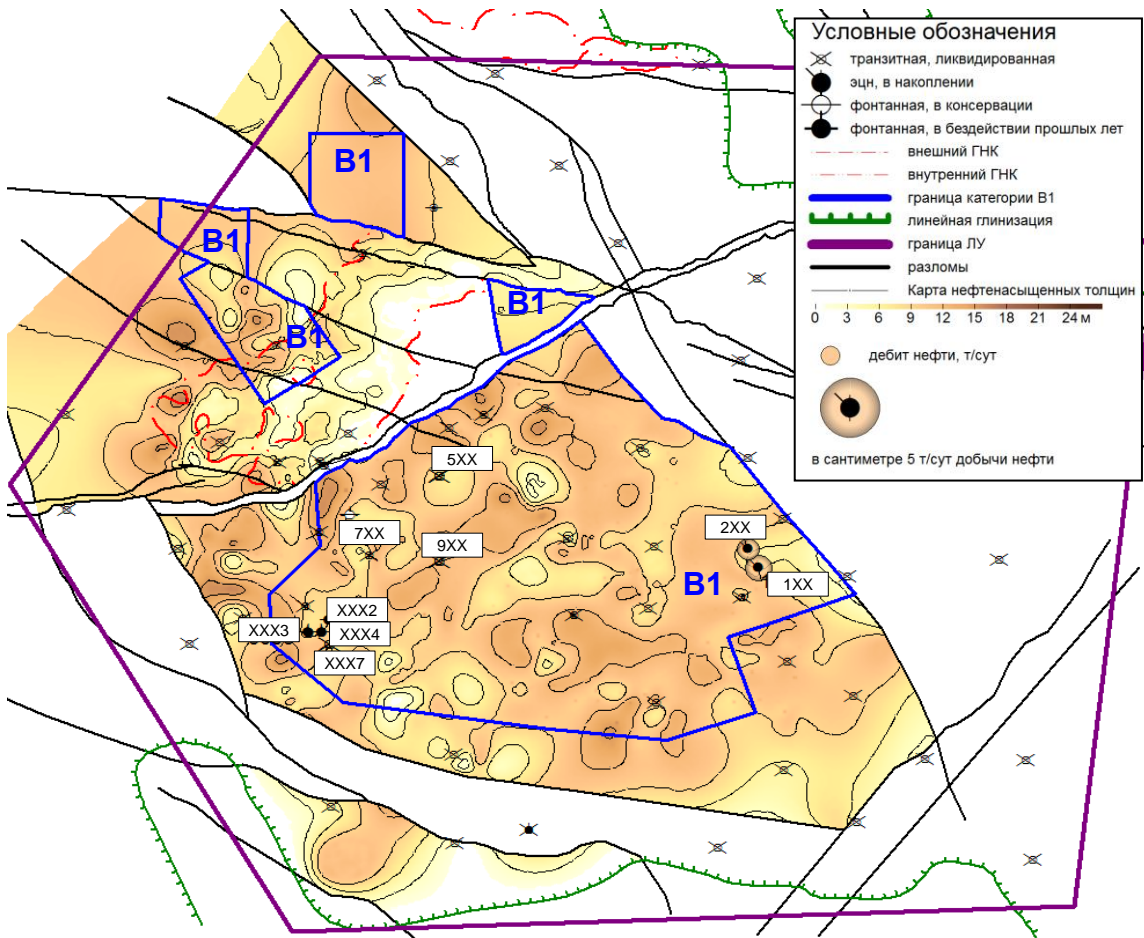


Параметры	Пр (ТРИЗ)
Глубина залегания, м	1215
Тип залежи	литологически и тектонически экранированные
Тип коллектора	карбонатный
Ср. общая толщина, м	20
Ср. нефтенасыщенная толщина, м	8.5
Ср. газонасыщенная толщина, м	5.3
Кпор, доли ед.	0.11
К-т нефтенасыщенности, доли ед.	0.87
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0.0013
К-т песчаности, доли ед.	0.44
Расчлененность, ед.	3.3
Рпл нач., МПа	15.4
Вязкость нефти, мПа·с	3.6
Плотность нефти в пов усл-ях, т/м <sup>3</sup>	0.853
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.238
Рнас, МПа	15.4
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	126.75
Потенциальное содержание стабильного конденсата в газе, г/м <sup>3</sup>	43.56
Квыт. нефти водой, доли ед.	0.324
Квыт. Нефти газом, доли ед.	0.437



# Текущее состояние разработки объекта Пр

## Карта текущих отборов по состоянию на 01.01.2019



Показатели	Ед. изм.	ПР
<b>Накопленные показатели на 01.01.2019</b>		
∑Qн	тыс.т	60
∑Qрас.г.	млн.м³	40
Текущий КИН	д.ед.	0.0003
Отбор от НИЗ	%	0.3
<b>Текущие показатели за 2018 г.</b>		
Добыча нефти	тыс.т	4.0
Дебит нефти	т/сут	6
Фонд доб. нефт. скв.	ед.	7
в т.ч. действующие	ед.	2

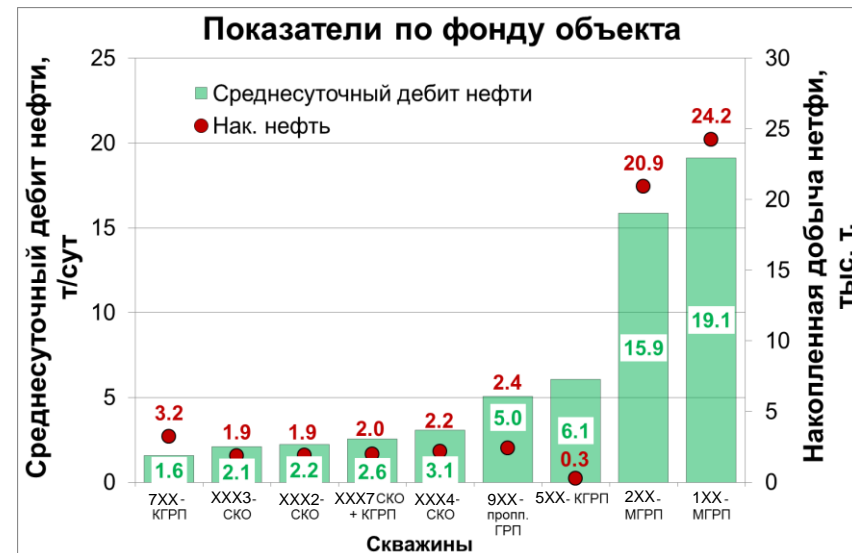
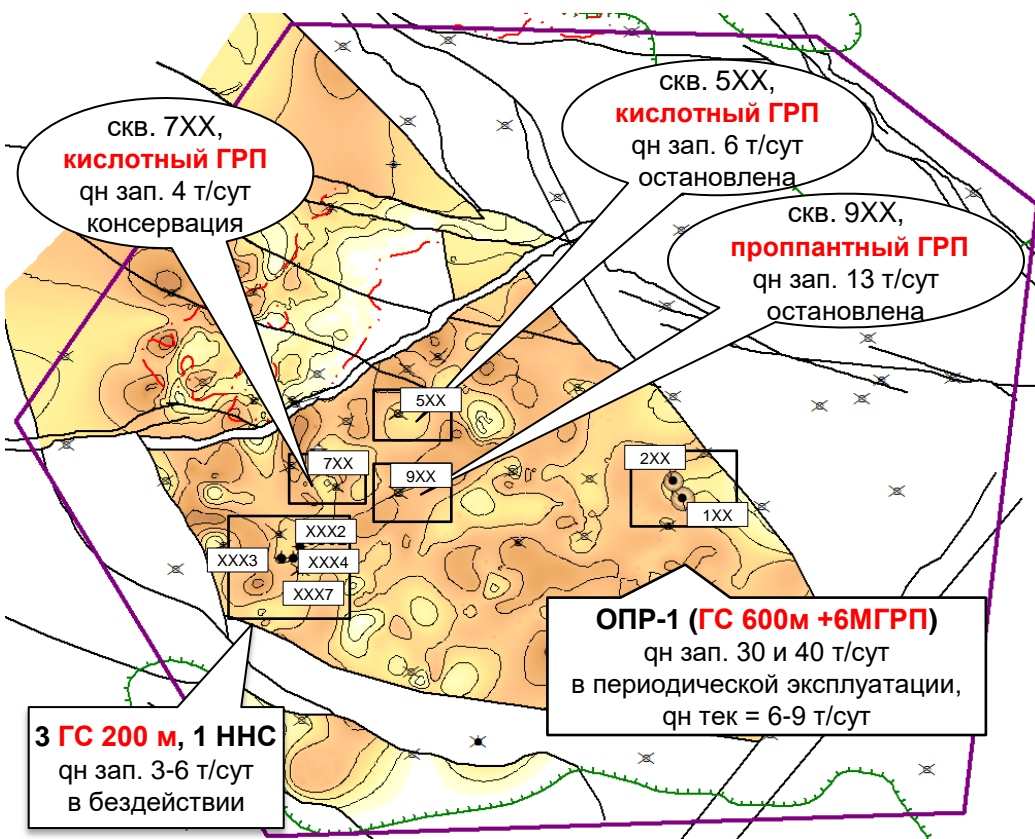
- Текущий статус – объект опытно-промышленной эксплуатации.
- Система разработки не сформирована. Действующим ПТД предусмотрена площадная семиточечная обращённая система с применением ГС и возвратов с Вч, расстояние между скважинами 900 м, ППД закачкой газа.
- Пробурено скважин – 8: добывающих – 7, нагнетательных – 1. В действующем фонде находятся 2 добывающие скважины, относящиеся к ОПР – ГС 600 м+ 6ст. ГРП.

# Текущее состояние разработки. Опытно-промышленные работы



- Пласт Пр относится к **ТРИЗ** (средняя проницаемость 1,3 мД).
- НГЗ нефти (АВ<sub>1</sub>) – 26% по ВЧНГКМ, проектный КИН – **0,110**.
- Накопленная добыча нефти на 01.01.2019 - **60 тыс. т.**

## Нефтенасыщенные толщины объекта ПР



## Проектные решения (нефтяная залежь):

- площадная семиточечная обращенная система с расстоянием между скважинами 900 м с поддержанием пластового давления закачкой газа с использованием возвратного фонда Вч. Проведение МГРП;
- **2014** год – реализация ОПР-1 (ГС 600м + 6 МГРП), продолжается в настоящий момент;
- **2021** год – реализация ОПР-2 ( 6 ГС 1000м + 9 МГРП);
- **2024** год – ввод в промышленную эксплуатацию.

Для увеличения эффективности разработки объекта Пр осуществляется поиск оптимальной технологии заканчивания и стимуляции фонда до начала промышленной эксплуатации

# Выполненные ГТМ



Номер скв.	Тип заканчивания	Дебит нефти, т/сут			Мероприятия по интенсификации притока
		входной	перед ГТМ	после ГТМ	
<b>XXX4</b>	ННС	6	4	<b>3</b>	СКО в объеме 100 м <sup>3</sup>
<b>XXX2</b>	ГС 200 м	3	2	<b>2</b>	СКО в объеме 100 м <sup>3</sup>
<b>XXX3</b>	ГС 200 м	5	2	<b>2</b>	СКО в объеме 100 м <sup>3</sup>
<b>XXX7</b>	ГС 200 м	5	2	<b>8</b>	СКО в объеме 100 м <sup>3</sup> , освоение азотом с помощью колтюбинга ГРП на кислоте (закачка HCl-12% в объеме 130 м <sup>3</sup> )
<b>7XX</b>	ННС	4	1	<b>2</b>	ГРП на кислоте (закачка HCl-12% в объеме 147 м <sup>3</sup> )
<b>5XX</b>	ННС	<b>6</b>	-	-	ГРП на кислоте (закачка HCl-12% в объеме 111 м <sup>3</sup> )
<b>9XX</b>	ННС	<b>13</b>	-	-	Возврат с Вч с ГРП на проппанте (закачено 20 т)
<b>1XX</b>	ГС 600 м	40	-	-	6 стадийный МГРП: 5 стадий по 15 т. проппанта, 1 стадия с 1 т. проппанта
<b>2XX</b>	ГС 600 м	30	-	-	6 стадийный МГРП: 6 стадий по 15 т. проппанта

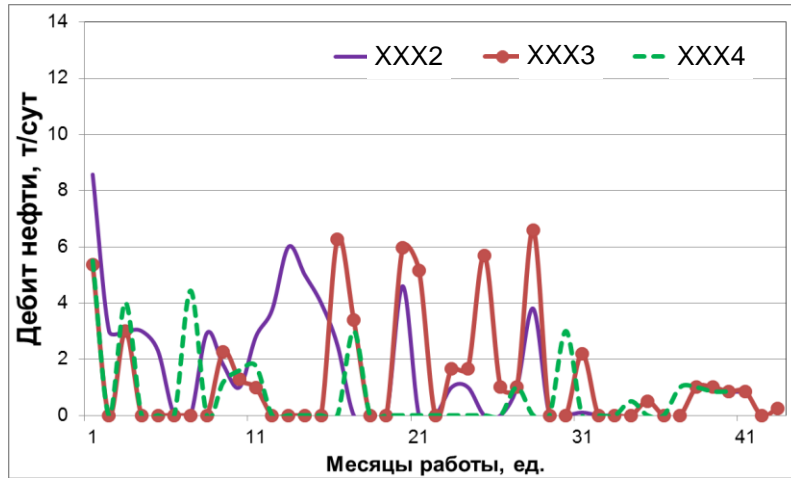
- В скважинах, вскрывших пласт Пр, были выполнены различные виды ГТМ (СКО, ГРП, КГРП, МГРП), которые показали низкую эффективность, за исключением многостадийного гидроразрыва пласта;
- В настоящий момент продолжается поиск эффективных методов стимуляции объекта.



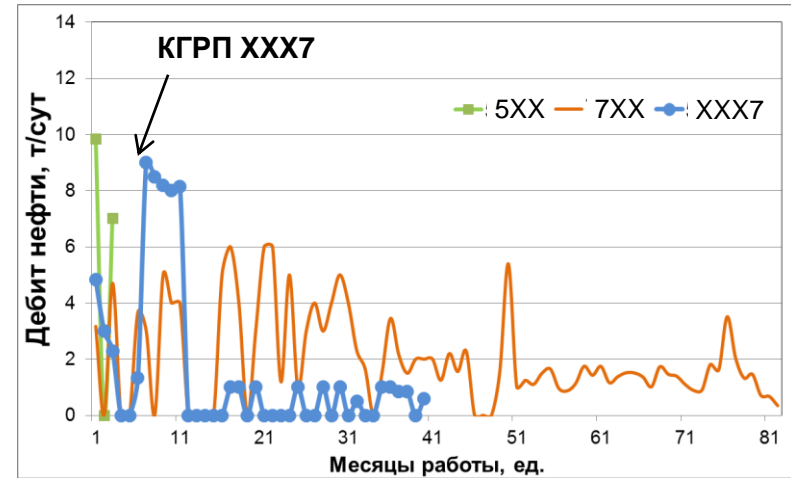


# Результаты интенсификации притока

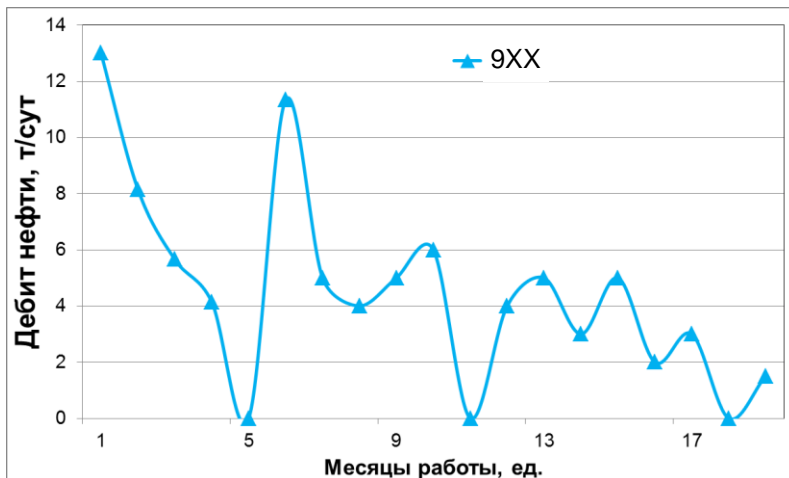
СКО (ГС-200 м: XXX2, XXX3; ННС: XXX4) – **нет эффекта**  
низкая растворяющая способность кислоты при 12<sup>0</sup>С



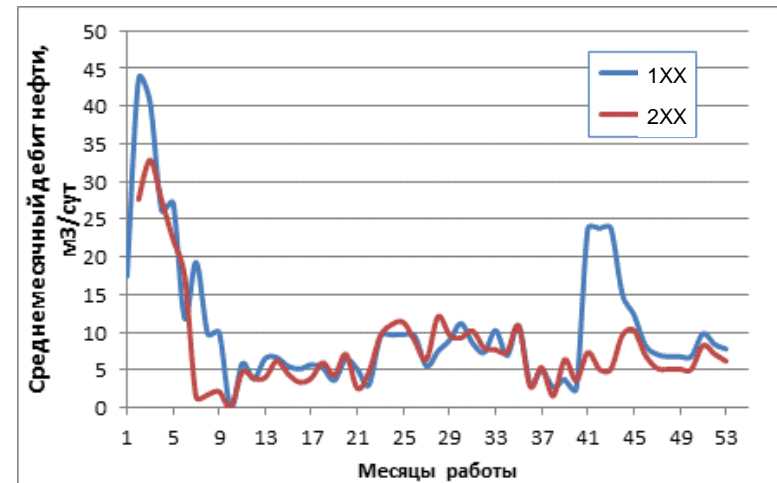
Кислотный ГРП (ННС: 5XX, 7XX; ГС-200 м: XXX7) – **низкий эффект, продолжительность менее года**



Пропантный ГРП (ННС: 9XX) – **низкий эффект**. В течение 2 лет средний дебит 5,4 т/сут, затем приток прекратился.



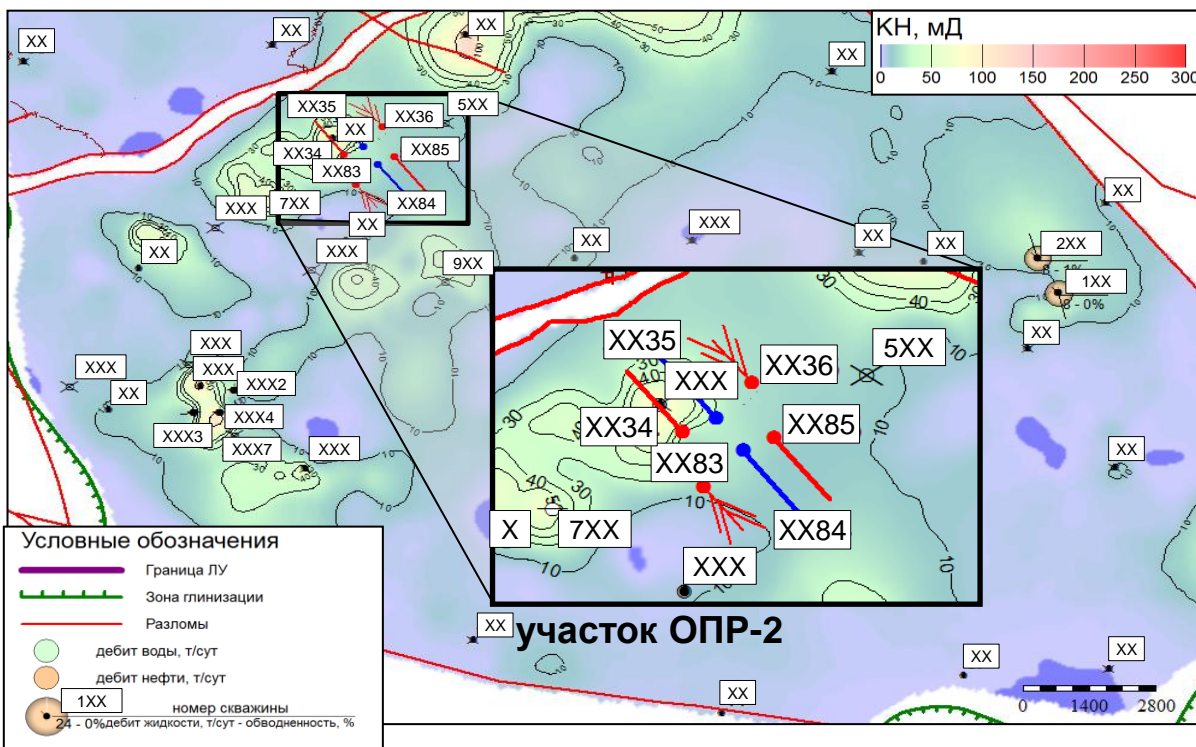
МГРП (ГС-600 м: 1XX, 2XX) – **наибольший эффект**  
по дебиту и продолжит-ти среди прочих ГТМ



# Описание проекта ОПР-2



## Карта КН преобразенного горизонта



## Ключевые особенности проекта ОПР-2:

- элемент рядной системы разработки (4 добывающих, 2 нагнетательные) с расстоянием между скважинами 400 м;
- 2 скважины ГС 1000 м + 9 МГРП; 2 скважины МЗС 700м + 4БС 500м
- для выбора агента вытеснения в одну из нагнетательных скважин планируется закачка воды, в другую – газа;
- необходима проработка вопроса по обустройству газонагнетательной инфраструктуры, оценка мощностей компрессорной станции (при выборе агентом вытеснения газа).

## Ожидания от проекта ОПР-2:

- оценка запускных дебитов, Кпрод, ТП для выбранной конструкции скважин;
- оценка приемистости воды и газа, эффективность агентов вытеснения;
- эффективность системы ППД на элементе заданной ПСС в условиях Пр;
- рентабельность данной технологии заканчивания скважин и системы разработки.

## Оценка стартовых дебитов для БП в формате РБ

Ствол		Назнач.	Ожидаемые параметры					Расчет		План	
Скв.	Тип		Лгор	Обв-ть	Эфф. ННТ	Кпр	Рпл	Кпрод	Qж	Qн	
			м	%	м	мД	атм				
XX85	ГС+ГРП	доб.	1000	0	9.4	3	150	0.71	37.2	31.6	
XX36	МЗС	доб.	3500	0	11.5	3	150	2.07	108.9	92.6	
XX83	МЗС	доб.	3500	0	3.6	2	150	0.74	38.9	33.1	
XX84	ГС+ГРП	нагн. с отр.	1000	0	9.0	2	150	0.68	35.5	30.2	
XX34	ГС+ГРП	доб.	1000	0	10.9	7	150	1.28	67.5	57.4	
XX35	ГС+ГРП	нагн. с отр.	1000	0	12.1	7	150	1.42	74.9	63.7	



# Критерии оценки эффективности ОПР-2

## Эффективность ОПР-2

достижение запускных дебитов БП/РБ

темпы падения дебитов ниже, чем по 1ХХ, 2ХХ

обеспечение компенсации на уровне **100%**  
( $q$  воды  $\approx 155$  м<sup>3</sup>/сут /  $q$  газа  $\approx 30$  тыс. м<sup>3</sup>/сут)

отсутствие прорывов воды и газа к  
добывающим скважинам

окупаемость капитальных и эксплуатационных затрат  
(накопленная добыча нефти **>45 тыс.т**)

- Эффективность проведения ОПР-2 складывается из нескольких критериев, которые можно объединить в два основных тезиса:
  - эффективность системы ППД (агент вытеснения, темпы падения добывающего фонда, обеспечение компенсации, отсутствие прорывов в доб.фонд);
  - экономическая эффективность проекта (рентабельная накопленная добыча нефти за прогнозный период).
- От эффективности планируемых мероприятий зависит срок ввода в эксплуатацию преобразованного горизонта;
- Исходя из текущей оценки на ГДМ, удельная добыча нефти на скважину ОПР-2 составит **56** тыс. т.

### Прогнозная оценка показателей по скважинам (ГДМ)

Скважины	Qн зап, т/сут	Qприем зап, м <sup>3</sup> /сут	Qн нак, тыс.т	Qг нак, млн. м <sup>3</sup>	Зак. воды нак, тыс.м <sup>3</sup>	Зак. газа нак, млн.м <sup>3</sup>
ХХ85 (ГС+МГРП)	32	-	61,7	7,8	-	-
ХХ36 (МЗС)	93	-	90,2	12,0	-	-
ХХ34 (ГС+МГРП)	33	-	111,8	23,6	-	-
ХХ83 (МЗС)	33	-	37,5	7,1	-	-
ХХ84 (ППД газ)	30	15099	3,3	0,3	-	22,1
ХХ35 (ППД вода)	57	190	7,0	0,7	38,9	-
Сумм / Средн	291 / 49	-	336 / 56	52 / 8,6	38,9 / 38,9	22,1 / 22,1

# Цели и задачи ОПР по закачке газа в скважину ХХХ4



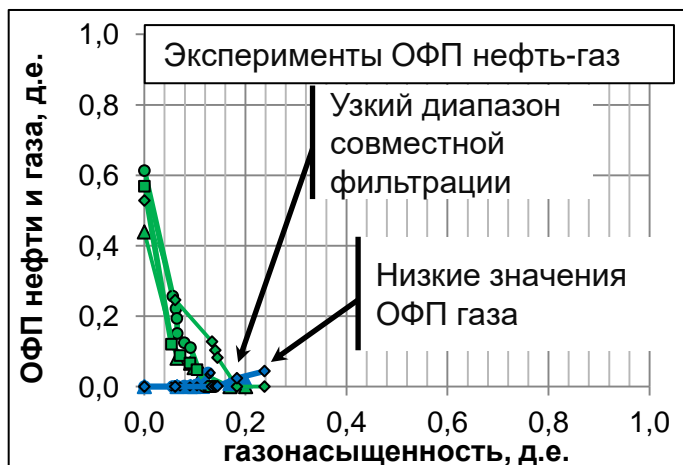
## Актуальность ОПР:

- Для поиска эффективной (рентабельной) системы разработки пласта Пр требуется исследование эффективности закачки газа
- Закачка газа позволит уточнить ОФП и снизить неопределенности прогнозных показателей полномасштабной разработки пласта Пр

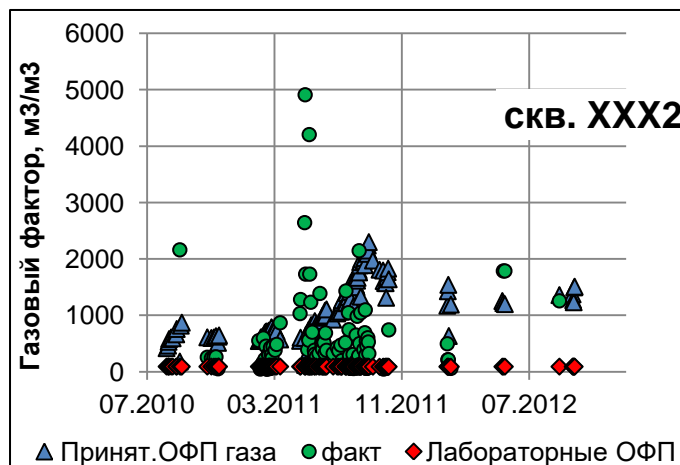
## Задачи ОПР:

- Оценить потенциал ННС по закачке попутного осушенного газа (оценка приёмистости, забойного и устьевого давлений, продуктивности)
- Оценить свойства газа как агента системы ППД (оценка отклика пластовой системы в ближайших добывающих скважинах ХХХ2 и ХХХ3)
- Оценить фазовую проницаемость газа
- Уточнение ФЕС пласта

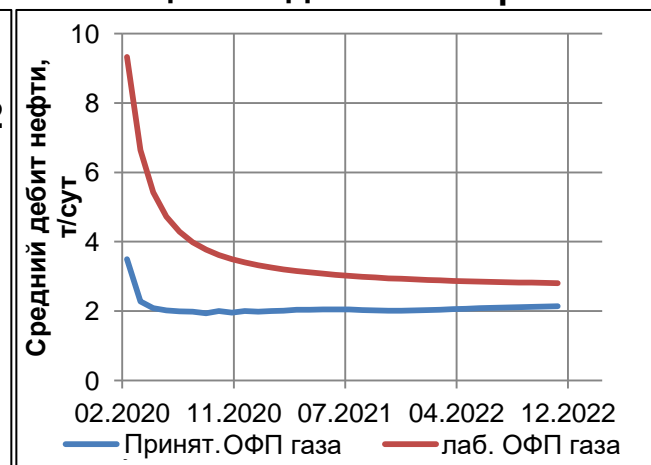
## Неопределённости в результатах лабораторных ОФП газа



## Лабораторные ОФП не воспроизводят фактические значения ГФ более 1000 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>



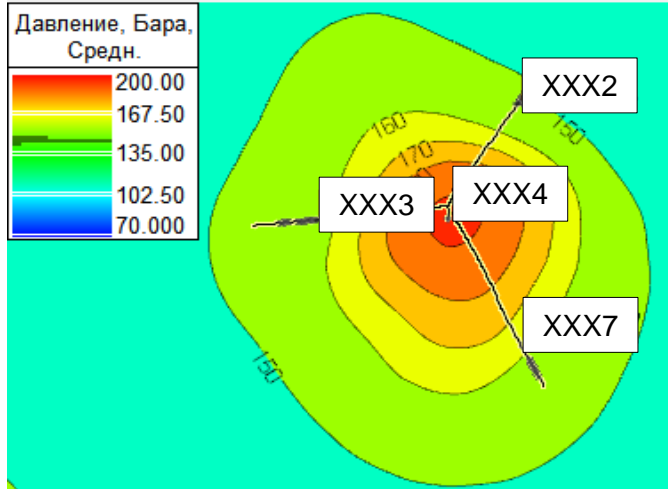
## ОФП несут существенную неопределенность в прогнозных оценках добычи нефти



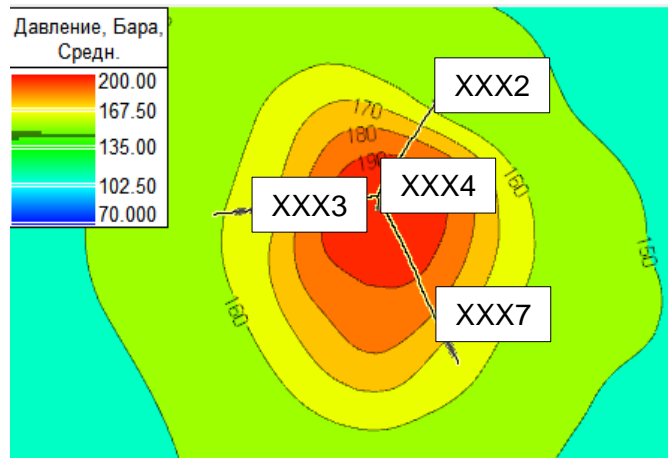


# Расчёт на ГДМ ОПР по закачке газа в скважину XXX4

Среднее давление ч/з 1 год

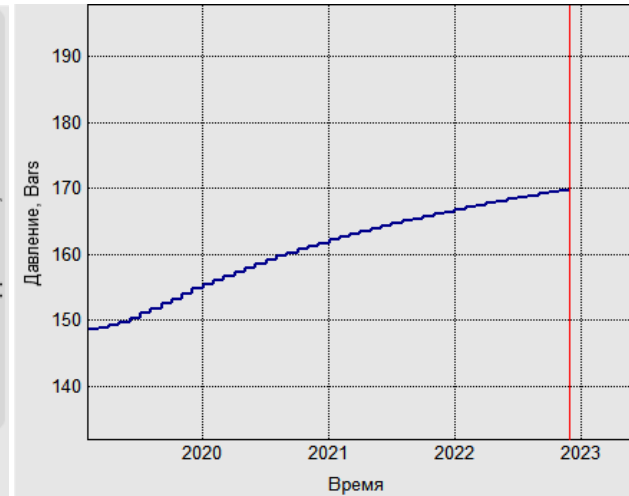
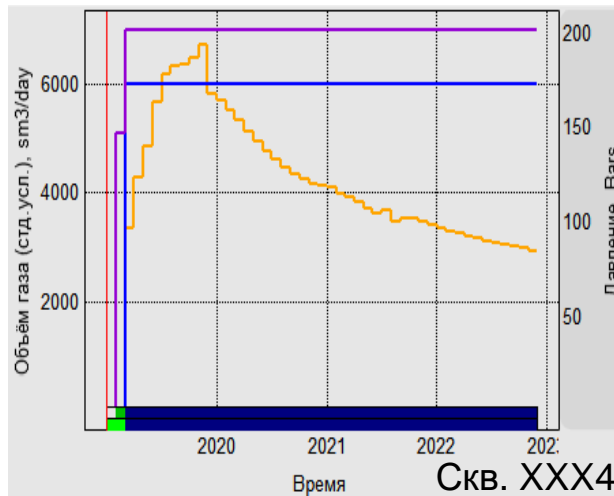
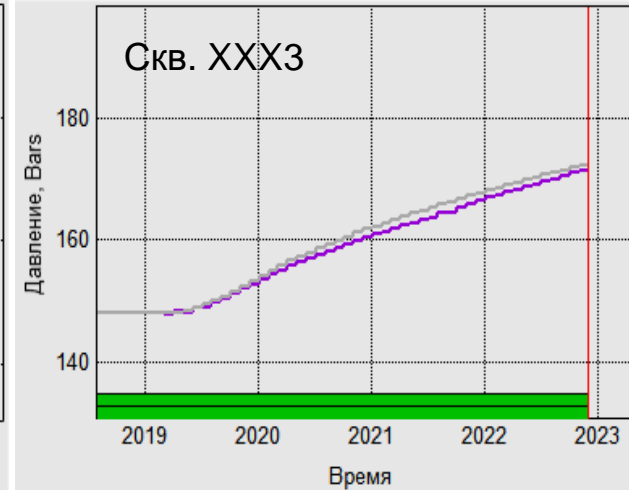
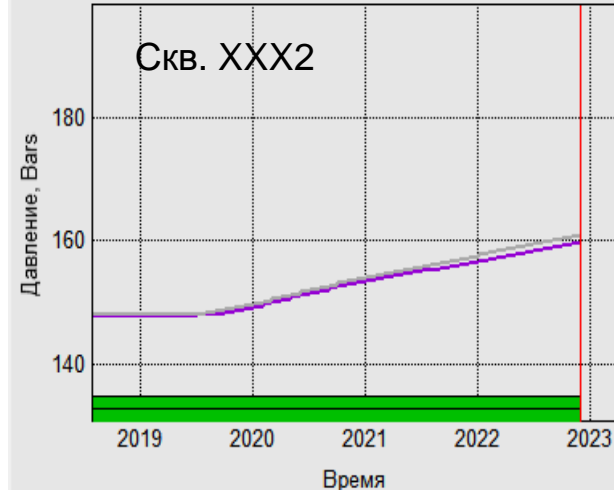


Среднее давление ч/з 2 года



## Скважина XXX4

максимальная приёмистость 6 700 м<sup>3</sup>/сут  
 средняя приёмистость 4 200 м<sup>3</sup>/сут  
 забойное давление 202 атм  
 устьевое давление 174 атм



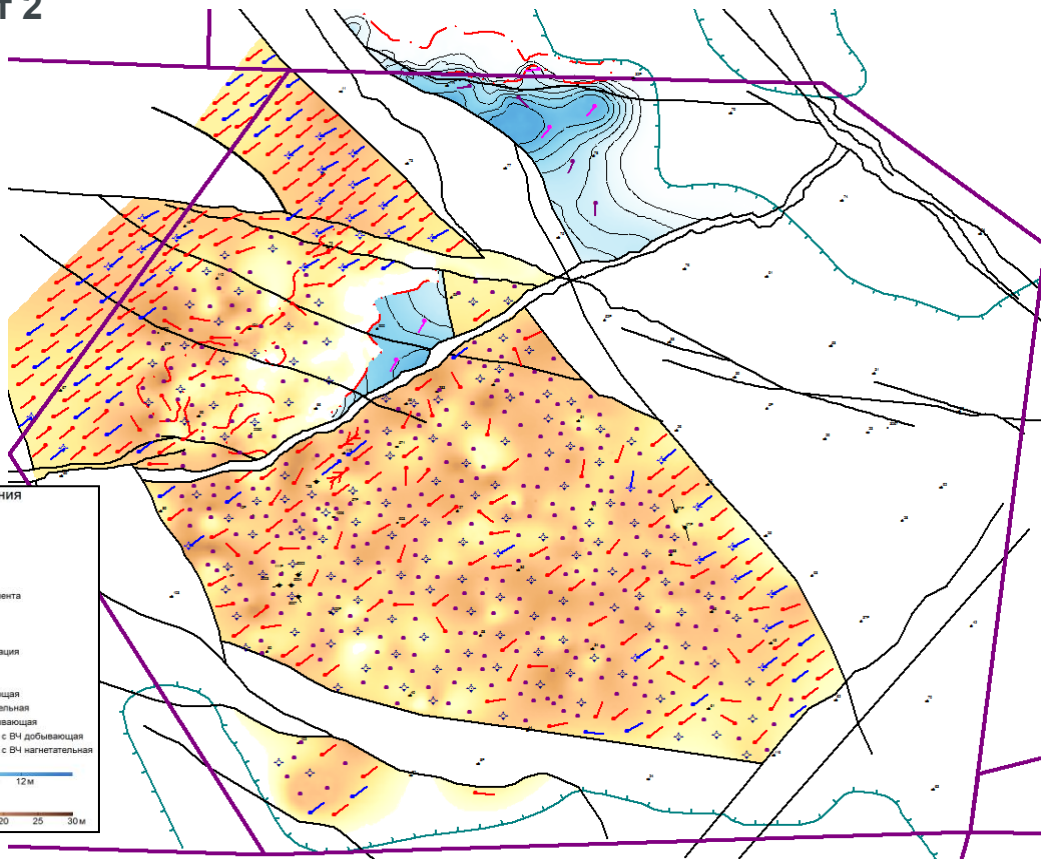
Забойное давление Среднее давление Приёмистость газа  
 Устьевое давление WBP9

• Пластовое давление в районе скважины XXX4 повышается через 1 год.

# Варианты разработки объекта Пр, предлагаемые в ДТСР-2019



## Вариант 2



Показатели	Вариант 0	Вариант 1	Вариант 2 (рек.)	Вариант 3
ПСС, га/скв	-	45	41	38
Общий фонд скважин	8	777	779	697
в т.ч. добывающие	7	561	561	479
нагнетательные	1	1	1	1
газонагнетательные	-	207	207	207
газовые	-	8	10	10
Фонд для бурения	-	310	311	311
в т.ч. добывающие	-	236	236	236
газонагнетательные	-	69	69	69
газовые	-	5	6	6
<b>Реализуемые мероприятия</b>				
ЗБГС	-	0	4	158
ПВЛГ	-	459	456	220
Перевод в ППД	-	207	207	207
ВПП	-	-	-	-

## Вариант 1

Решения ДТСР 2018:

### Нефтяная опция

- 7-точечная система, ГС 600 м, ПВЛГ с ВЧ, закачка газа.

## Вариант 2

### Нефтяная опция

- увеличение длины ГС до 1000 м.

## Вариант 3

### Нефтяная опция

- увеличение длины ГС до 1000 м + замена части ПВЛГ на ЗБГС.



- ✓ Объект Пр Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения содержит значительный объём геологических запасов, относится к ТРИЗ. Доля запасов категории  $B_1$  – 42%.
- ✓ Находится в опытно-промышленной эксплуатации с 2009-го года.
- ✓ Опробованные за данный период технологии (ННС и ГС различной длины, СКО, ГРП) не позволили обеспечить эффективную выработку запасов объекта.
- ✓ Предлагается продолжение опытно-промышленных работ на объекте: переход к скважинам более сложной конструкции – ГС 1000 м с МГРП и МЗС, а также опробование различных вытесняющих агентов (ОПР-2).
- ✓ По результатам ОПР-2 можно будет принимать решение о выборе способа заканчивания и вытесняющего агента, либо о продолжении поиска оптимальной технологии разработки объекта.



## Контактная информация

ООО «ТНЦ»

(Корпоративный научно-проектный комплекс

ПАО «НК «Роснефть»)

г. Тюмень, ул. Осипенко, д. 79/1

тел. (3452) 55-00-55

e-mail: [tnc@rosneft.ru](mailto:tnc@rosneft.ru)

**Спасибо за внимание!**

