

# Особенности разработки газоконденсатных объектов Пякяхинского месторождения

# Общая схема активов Большехетской впадины

## Месторождения:

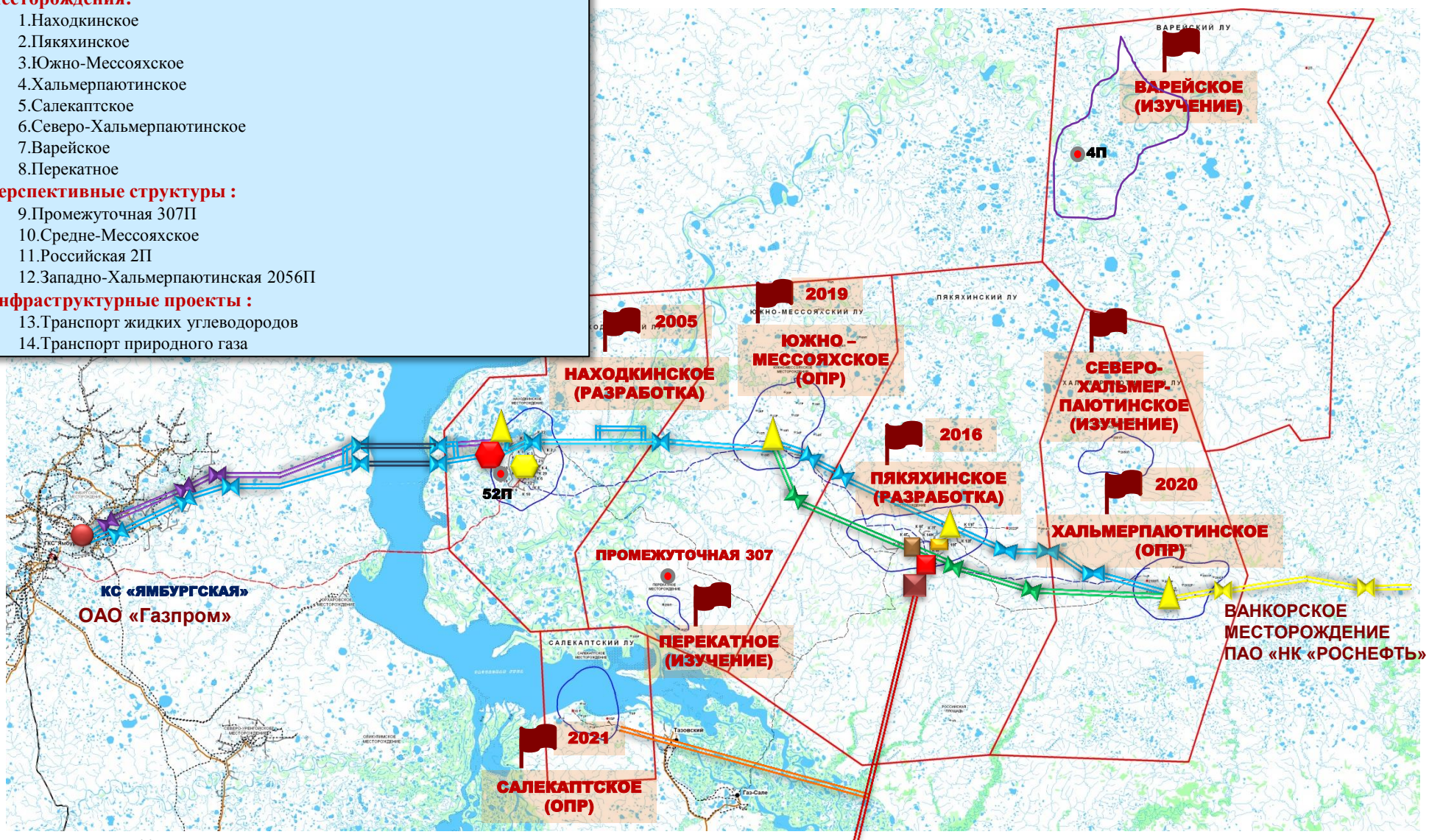
- 1.Находкинское
- 2.Пяяхинское
- 3.Южно-Мессояхское
- 4.Хальмерпаютинское
- 5.Салекапское
- 6.Северо-Хальмерпаютинское
- 7.Варейское
- 8.Перекатное

## Перспективные структуры :

- 9.Промежуточная 307П
- 10.Средне-Мессояхское
- 11.Российская 2П
- 12.Западно-Хальмерпаютинская 2056П

## Инфраструктурные проекты :

- 13.Транспорт жидких углеводородов
- 14.Транспорт природного газа

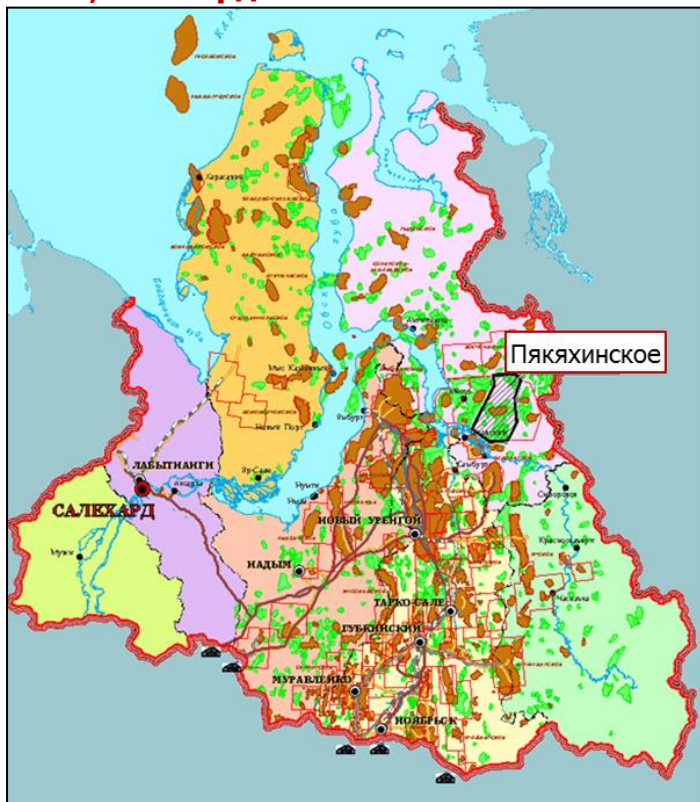


## Общие сведения о месторождении

Месторождение находится в Ямало-Ненецком автономном округе, на территории Большехетской впадины, северо-восточнее поселка Тазовский (за полярным кругом, севернее 66 градусов северной широты).

Дата ввода в эксплуатацию Пякяхинского месторождения – **21.08.2016.**

**Добыча газа по месторождению на 01.01.2019 составила 6,563 млрд.м3**



### Проектный документ

#### «Дополнение к технологической схеме разработки» (ЦКР Роснедр по УВС № 6997 от 27.10.17 г.)

Подсчет запасов на 01.01.2011 г. (ГЗК, № 2579-дсп от 30.09.2011)  
Оперативный подсчет запасов (ФАН, № 18/185-пр от 14.03.2012)  
Оперативный подсчет запасов (ФАН, № 18/751-пр от 13.12.2013)  
Оперативный подсчет запасов (ФАН, № 03-18/714-пр от 18.11.2016)  
Оперативный подсчет запасов (ФАН, № 03-18/153-пр от 19.05.2017)  
Оперативный подсчет запасов (ФАН, № 03-18/1304-пр от 25.12.2018)

### Цифровые модели

#### Геологическая (IRAP RMS)

Дата актуализации 01.01.2017 гг.

Цель создания: для проектного документа

#### Гидродинамическая (Tempest More)

Дата актуализации 01.01.2017 г.

Цель создания: для проектного документа

### Запасы на 01.01.2019

#### Запасы свободного газа и газа из ГШ, млн.м<sup>3</sup>

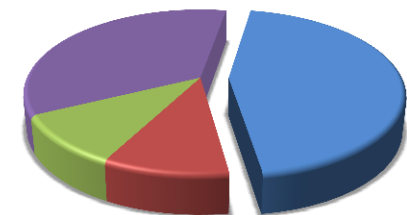
<b>геологические</b> B1+B2/ B1	<b>235838</b>	<b>176309</b>
<b>извлекаемые</b> B1+B2/ B1	<b>180336</b>	<b>139291</b>

#### Запасы конденсата, тыс. т

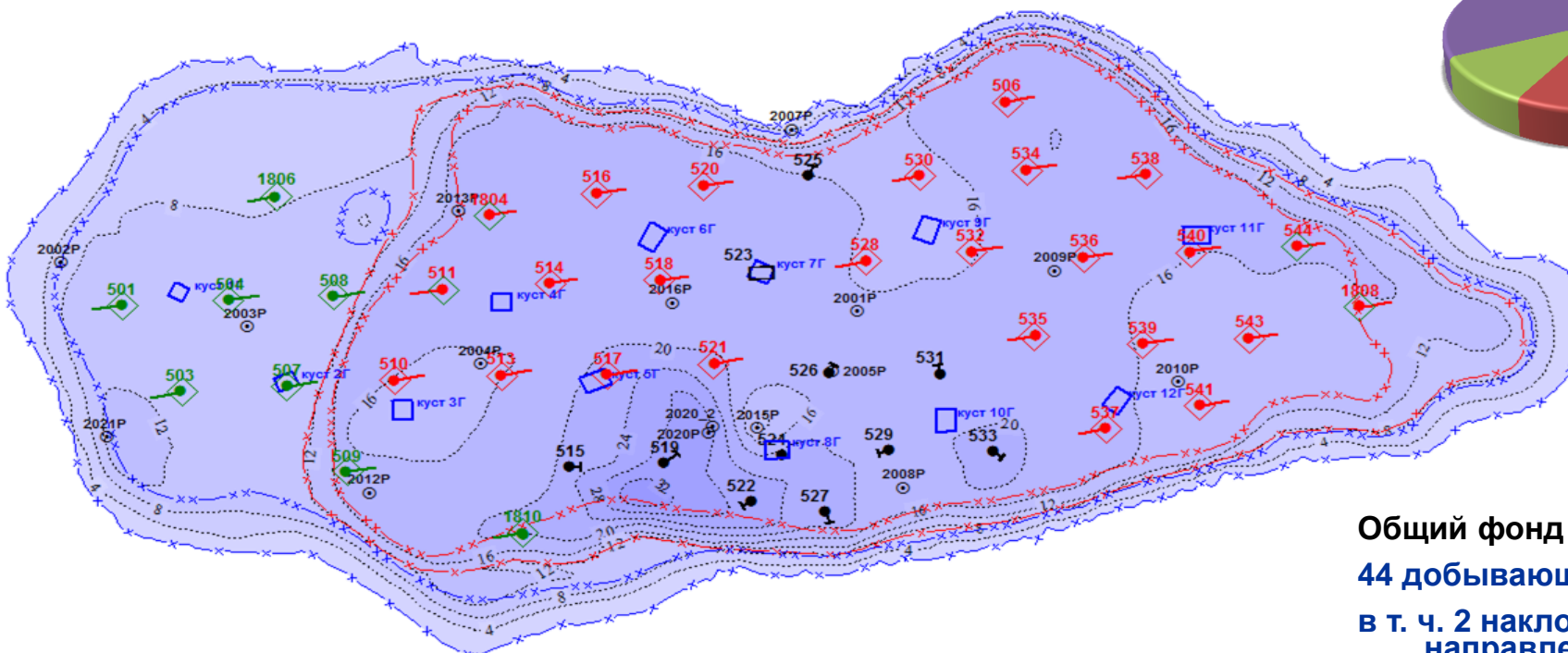
<b>геологические</b> B1+B2/ B1	<b>21382</b>	<b>15366</b>
<b>извлекаемые</b> B1+B2/ B1	<b>10967</b>	<b>8101</b>

# Пякяхинское месторождение

## Проектирование разработки газоконденсатного объекта БУ<sub>18</sub><sup>1-2</sup>



БУ<sub>18</sub><sup>1</sup>-БУ<sub>18</sub><sup>2</sup> – 45%



### Условные обозначения:

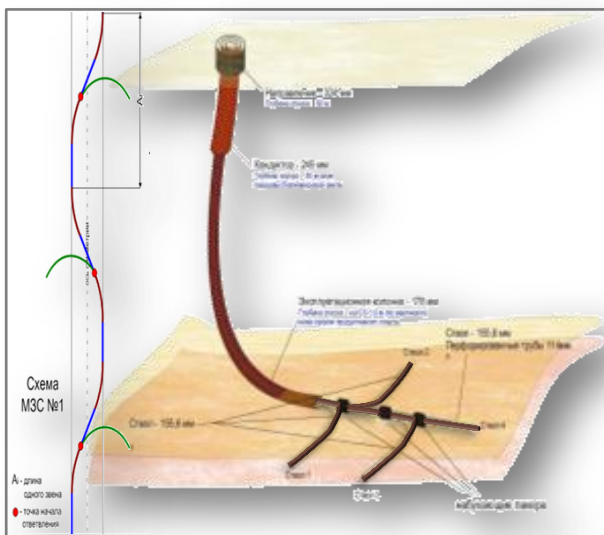
- 524 ● Пробуренные эксплуатационные скважины
- 509 ● Проектные субгоризонтальные скважины вскрывающие БУ18/1
- 506 ● Проектные субгоризонтальные скважины вскрывающие БУ18/1+БУ18/2
- 2001П ⊙ Поисквые и разведочные скважины
- ◇ Поинтервальный ГРП на БУ18/1+БУ18/2
- ◇ Поинтервальный ГРП на БУ18/1

- x—x—x— Внешний контур газоносности пласта БУ18/1
- xx—xx—xx— Внутренний контур газоносности пласта БУ18/1
- x—x—x— Внешний контур газоносности пласта БУ18/2
- xx—xx—xx— Внутренний контур газоносности пласта БУ18/2

**Общий фонд**  
**44 добывающих скважины,**  
**в т. ч. 2 наклонно-**  
**направленных,**  
**1 двуствольная,**  
**9 горизонтальных,**  
**32 горизонтальных с МГРП.**

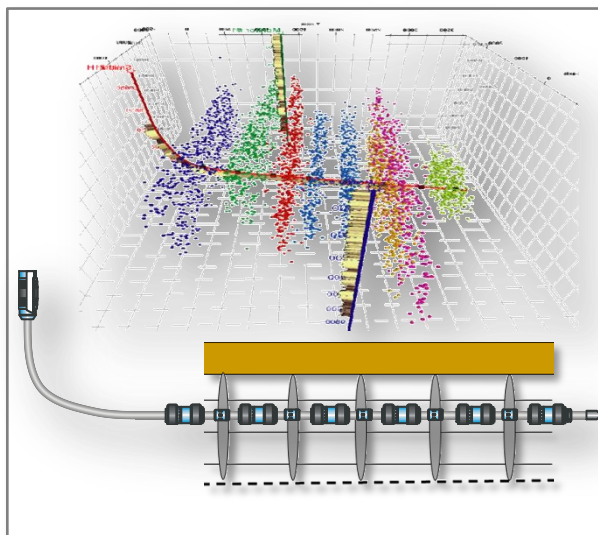
# Реализованные решения по разработке **газоконденсатных** объектов

## 1. Бурение многозабойных скважин



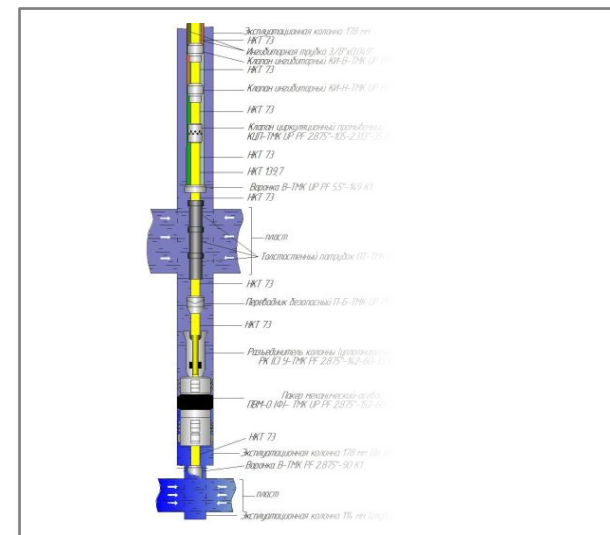
**Qг = 259 тыс.м³/сут**  
(на примере скв. № 1804Г)

## 2. Многозонный гидроразрыв пласта



**Qг = 475,7 тыс.м³/сут**  
(на примере скв. № 518Г)

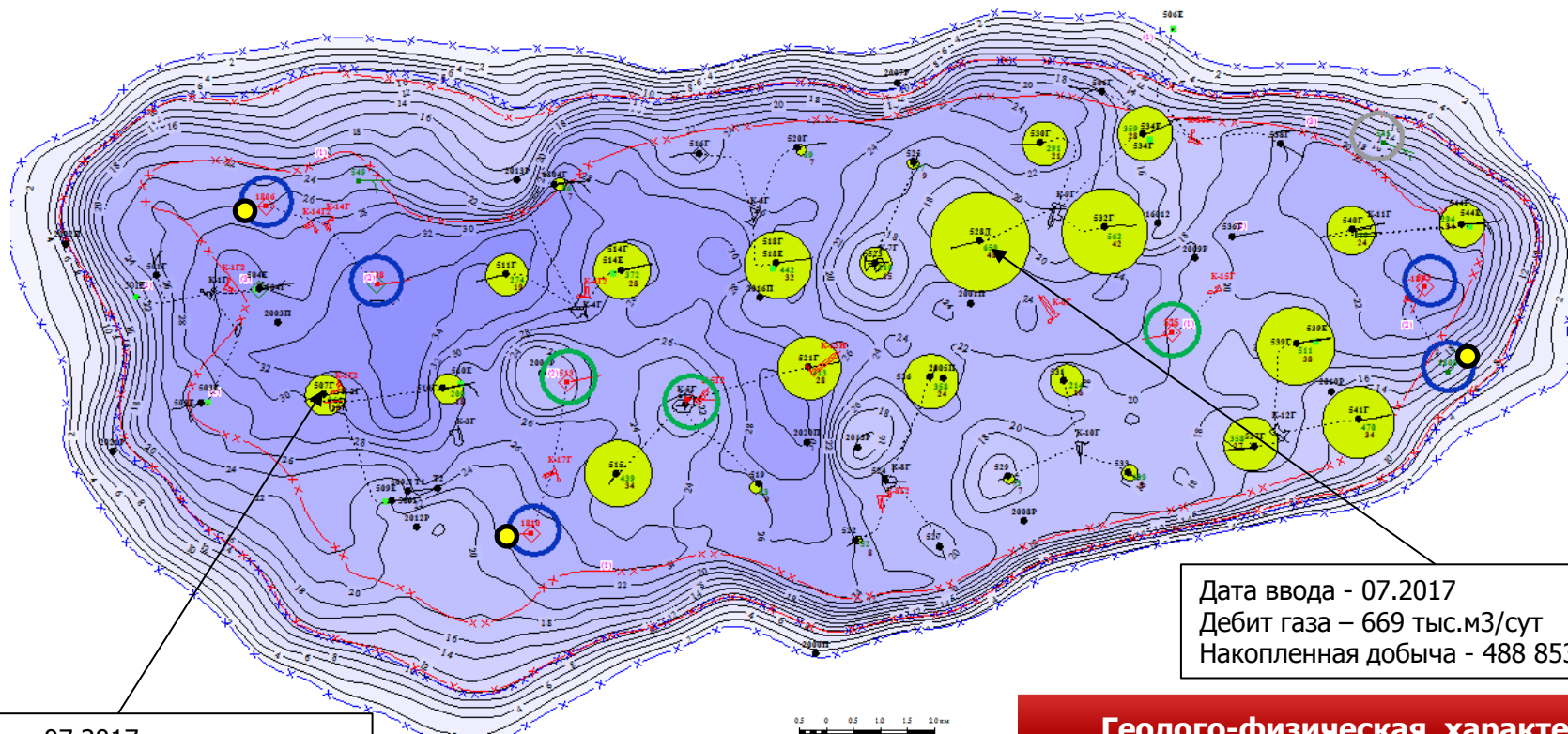
## 3. Одновременно разделяющая эксплуатация в наклонно-направленных скважинах



**Qг = 245,7 тыс.м³/сут**  
(на примере скв. № 523Г)

**Рекомендовано бурение скважин ГС с МГРП в чисто газовых зонах**  
**В районах осложненных подстилающей водой – бурение МЗС**

# Карта текущего состояния на 01.01.2019 по объекту БУ<sub>18</sub><sup>1-2</sup>



Дата ввода - 07.2017  
 Дебит газа – 260,1 тыс.м3/сут  
 Накопленная добыча - 259 606 тыс.м3

Дата ввода - 07.2017  
 Дебит газа – 669 тыс.м3/сут  
 Накопленная добыча - 488 853 тыс.м3

## Условные обозначения:

- Внешний контур газоносности пласта БУ18/1
- Внешний контур газоносности пласта БУ18/2
- Внутренний контур газоносности пласта БУ18/1
- Внутренний контур газоносности пласта БУ18/2

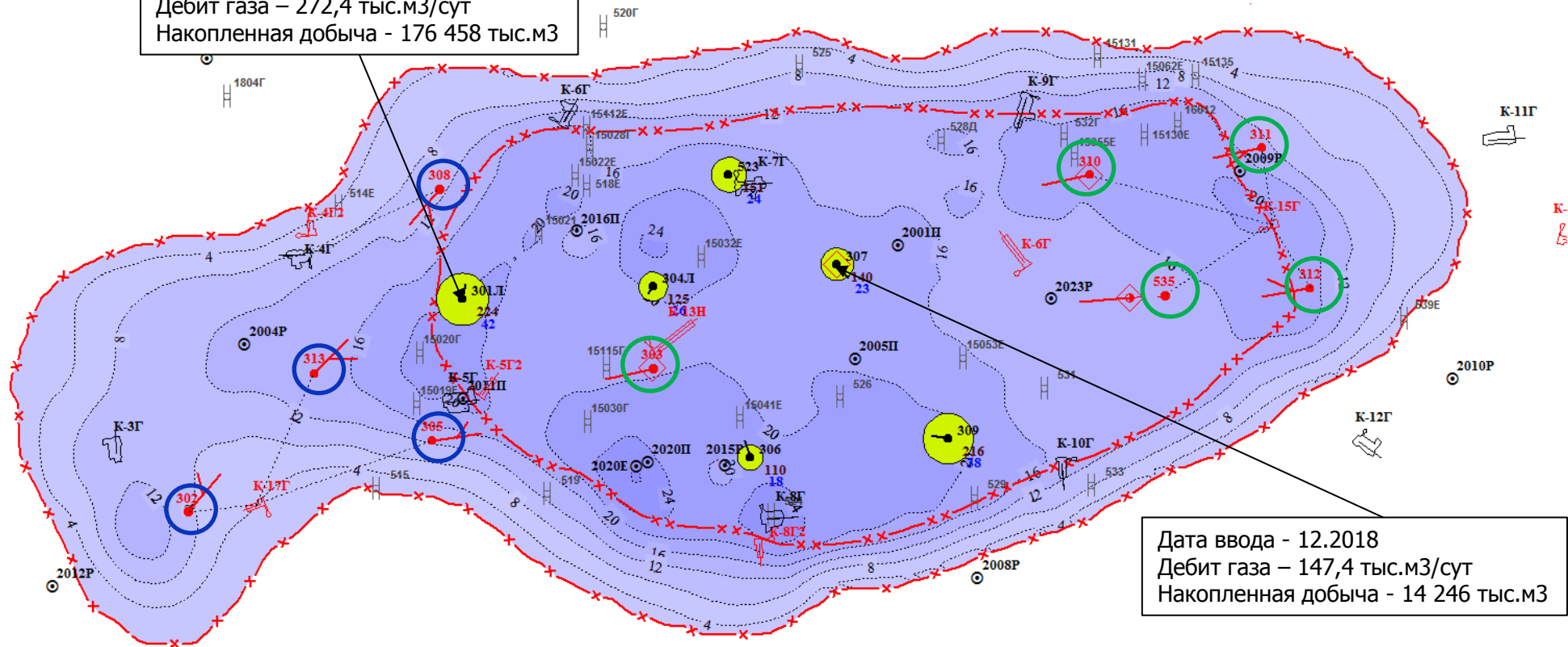
- Бурение скважин в 2019 году
- Бурение скважин в 2020 году
- Дополнительное бурение скважин
- пилотный ствол

## Геолого-физическая характеристика

Газонасыщенная толщина, м.	18,4
Коэффициент пористости, д.е.	0,12
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	10,38
Коэффициент песчанистости, д.е.	0,71
Коэффициент газонасыщенности, д.е.	0,64
Коэффициент расчлененности, ед.	5,23

# Карта текущего состояния на 01.01.2019 по объекту БУ<sub>12</sub>

Дата ввода - 07.2017  
 Дебит газа – 272,4 тыс.м3/сут  
 Накопленная добыча - 176 458 тыс.м3



Дата ввода - 12.2018  
 Дебит газа – 147,4 тыс.м3/сут  
 Накопленная добыча - 14 246 тыс.м3

## Условные обозначения:

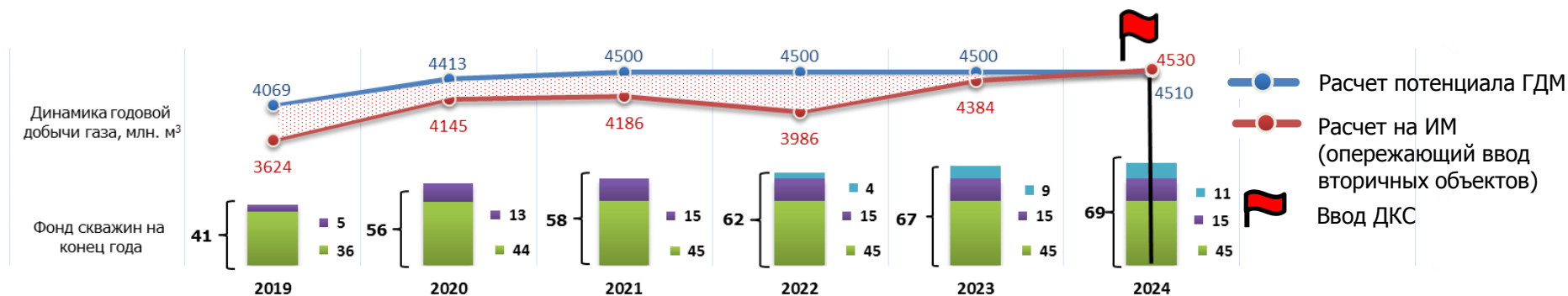
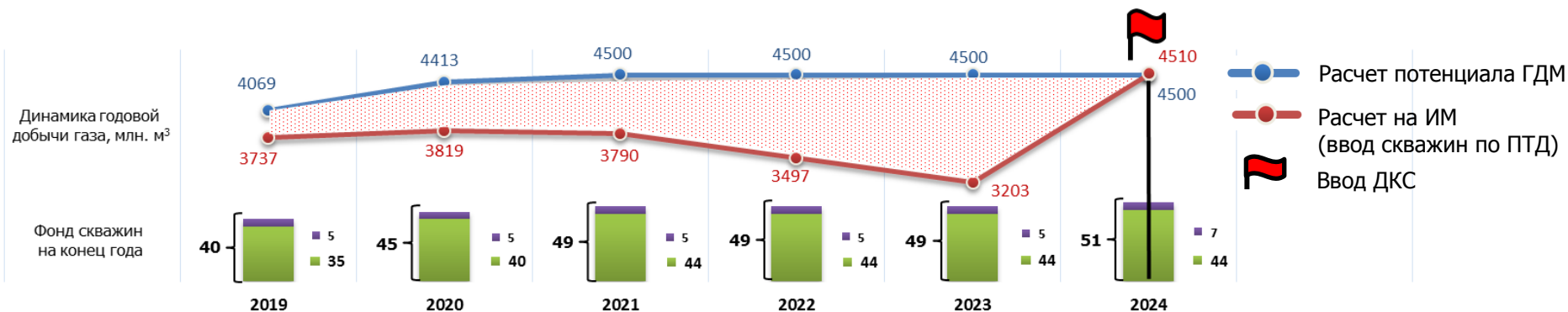
- Внешний контур газоносности пласта
- Внутренний контур газоносности пласта

- Бурение скважин в 2019 году
- Бурение скважин в 2020 году
- Бурение скважин в 2021 году

## Геолого-физическая характеристика

Газонасыщенная толщина, м.	13
Коэффициент пористости, д.е.	0,13
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	7,5
Коэффициент песчанистости, д.е.	0,54
Коэффициент газонасыщенности, д.е.	0,5
Коэффициент расчлененности, ед.	15,6

# Оптимизация варианта разработки на основе интегрированной модели



**Применение ИМ позволило своевременно выявить причины недостижения потенциала и обосновать эффективные компенсационные мероприятия**

Фонд скважин:

- БУ12
- БУ18/1-2
- Второстепенные объекты

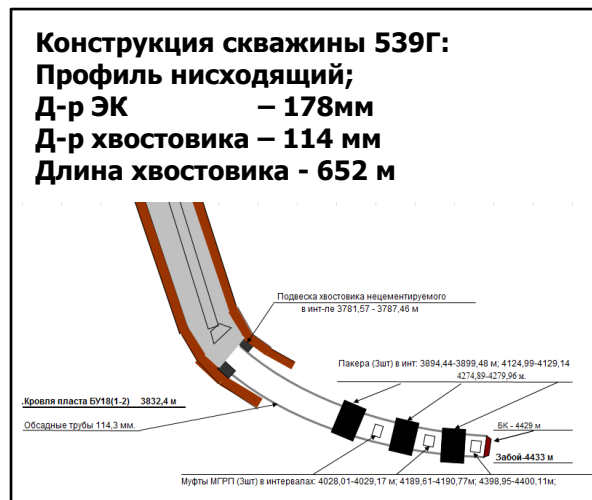


# Скопление жидкости в интервале хвостовика

## ГС



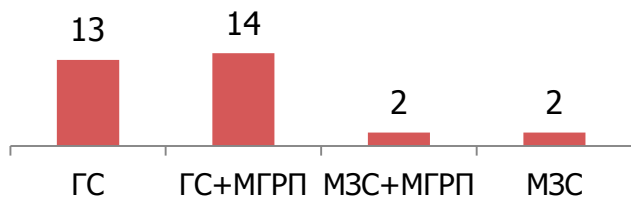
## ГС+МГРП



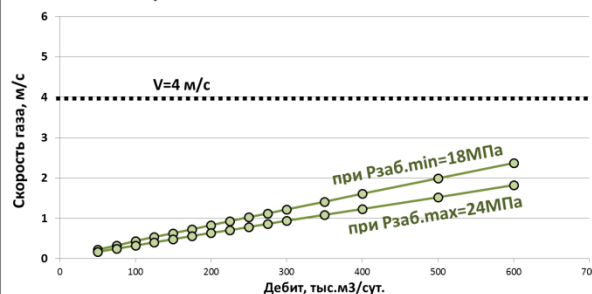
## МЗС



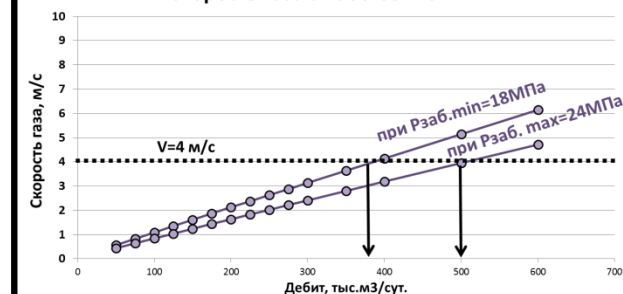
### Распределение по конструкции заканчивания



### Скорость газа в экспл. колонне 178 мм



### Скорость газа в хвостовике 114мм



- Скорость потока в хвостовике составляет **менее 4 м/с** ;
- **Жидкость не выносится** с интервала хвостовика из-за низкой скорости потока газа.

# Методы борьбы с удалением жидкости из газовых скважин



## Сравнение технологий

Критерий	Продувка	ПАВ		Плунжерный лифт	Замена НКТ	Комбинированная НКТ	Концентрическая НКТ
		Жидкий	Твердый				
Наличие автоматики	Нет	Да/нет*	Нет	Да	Нет	Нет	Да/нет*
Лабораторные исследования	Нет	Да	Да	Нет	Нет	Нет	Нет
Для ГС	Да	Частично	Нет	Частично	Да	Да	Да
Риски и ограничения	Требуется расчет на критическую скорость в хвостовике	1. Риск не эффективной работы в безводной жидкости. 2. Не отработана технология спуска капиллярной трубки в ГС	Риск не эффективной работы в безводной жидкости.	Клин плунжера.	1. Потери давления в НКТ. 2. Риск присыпания НКТ в ГС	Риск присыпания НКТ в ГС	Нет опыта эксплуатации на глубинах более 2000м.
Производитель*	ТПП	ООО «ГазВелл Системы» - лабораторные исследования /Тендер	Тендер	Тендер	ТПП	ТПП/ КНИПИ	ПНО «Вымпел» - автоматика, и ООО «Промтехнологии» - ГКНКТ

\*-на стадии опытно-промышленных работ

# Смена диаметра НКТ

## ЦЕЛИ:

- вынос жидкости с забоя скважины
- получение прироста по дебиту газа

## ЗАДАЧИ:

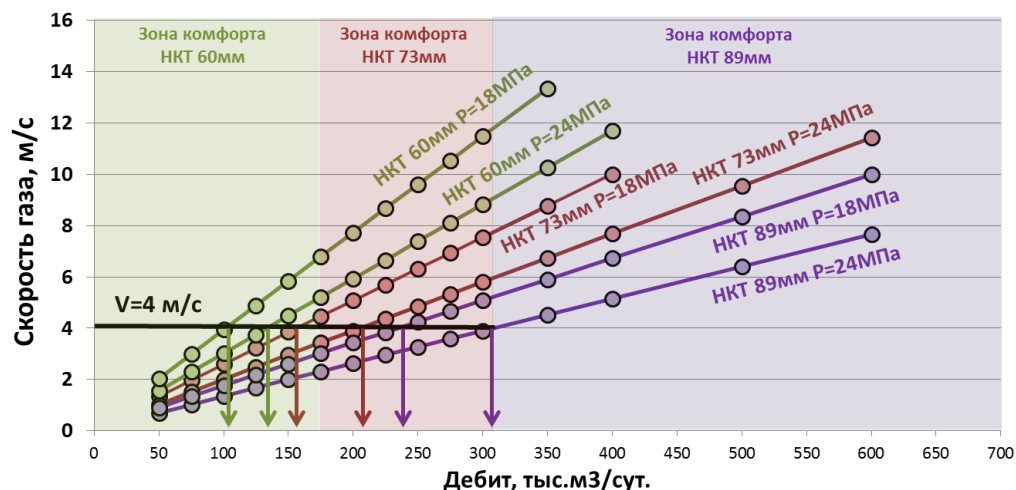
- повышение скорости течения газа на воронке НКТ

## РИСКИ:

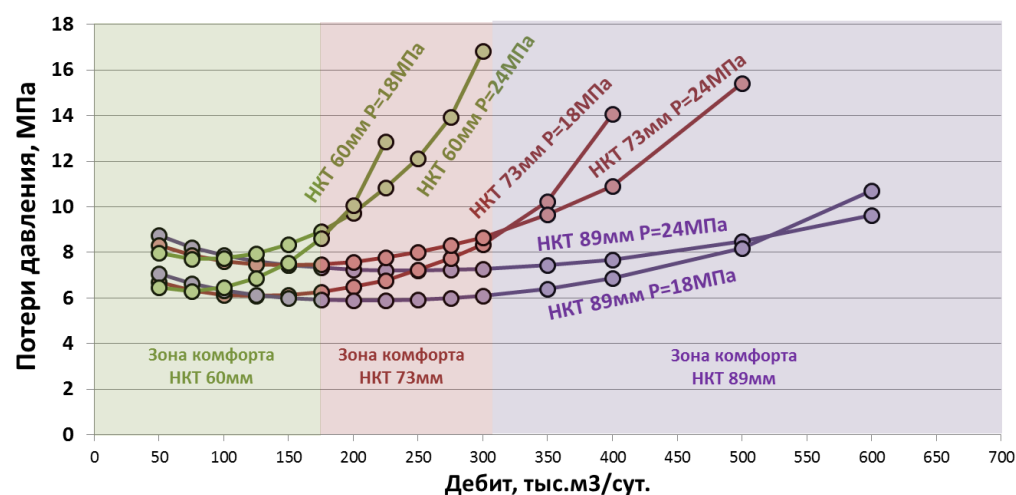
- кольматация ПЗП при глушении

- Выделено 3 зоны комфорта для НКТ 60, 73 и 89мм
- Расчет на ИМ позволяет выделить 6 скважин кандидатов под смену НКТ
- Мероприятие запланировано в рамках поддержания уровней добычи газа
- Эффект требует подтверждения результатами фактических работ

### Скорость газа на воронке НКТ



### Потери давления в НКТ



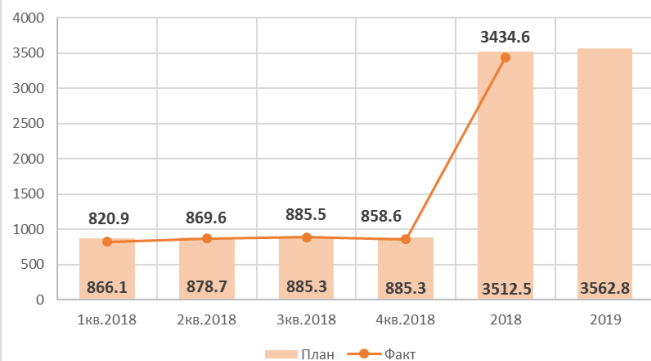
# Пякяхинское месторождение. Сравнение плановых, проектных и фактических показателей разработки за 2018-2019 годы. Газоконденсатные объекты

№№ пп	Показатели	Ед. измер.	1кв		2кв		3кв		4кв		2018 год			2019 год	
			План*	Факт	План*	Факт	План*	Факт	План*	Факт	План*	Факт	Проект**	План	Проект**
1	Добыча свободного газа с начала разработки	млн.м3	4 007,9	3 962,7	4 883,6	4 832,4	5 769,0	5 717,9	6 654,3	6563,1	6654,3	6563,1	<b>6541,3</b>	10217,1	<b>10625,0</b>
2	Добыча свободного газа всего	млн.м3	866,1	820,9	875,7	869,6	885,3	885,5	885,3	858,6	3512,5	3434,6	<b>3491,2</b>	3562,8	<b>4083,8</b>
	<i>Отклонение от плана/проекта</i>	%	<i>-5,2/-</i>		<i>-0,7/-</i>		<i>0,0/-</i>		<i>-3,0/-</i>		<i>-2,2/-1,6</i>			<i>-/-12,8</i>	
3	Добыча конденсата с начала разработки	тыс.т	301,1	302,3	364,8	368,8	429,2	434,1	493,6	499,3	493,6	499,3	<b>480,8</b>	710,3	<b>757,2</b>
4	Добыча конденсата всего	тыс.т	63,0	64,2	63,7	66,5	64,4	65,3	64,4	64,9	255,5	260,9	<b>248,5</b>	216,8	<b>276,4</b>
	<i>Отклонение от плана/проекта</i>	%	<i>1,9/-</i>		<i>4,4/-</i>		<i>1,4/-</i>		<i>0,8/-</i>		<i>2,1/5,0</i>			<i>-/-21,6</i>	
5	Фонд добывающих газовых скважин на конец года	шт.	30	30	30	30	32	30	37	31	37	31	<b>40</b>	39	<b>46</b>
	<i>Отклонение от плана/проекта</i>	%	<i>0,0/-</i>		<i>0,0/-</i>		<i>-6,3/-</i>		<i>-16,2/-</i>		<i>-16,2/-22,5</i>			<i>-/-28,3</i>	
6	Ввод новых добывающих скважин	шт.	1	1	1	1	2	0	1	1	5	3	<b>6</b>	8	<b>6</b>
7	Средний дебит новой скважины по газу	тыс.м3/сут	272,4	385,6	272,4	430,1	272,4	0	272,4	302,9	272,4	319,0	<b>332,4</b>	269,5	<b>300,0</b>
8	Среднее число дней работы новой скважины	дни	32	32	75	75	70	0	83	91,4	260	347,3	<b>229</b>	194,1	<b>300,0</b>
9	Средний дебит переходящих скважин по газу	тыс.м3/сут	345,8	318,3	329,8	318,5	323,1	322,5	308,5	311,2	308,5	311,2	<b>265,2</b>	276,2	<b>255,6</b>
	<i>Отклонение от плана/проекта</i>	%	<i>-7,9/-</i>		<i>-3,4/-</i>		<i>-0,2/-</i>		<i>0,9/-</i>		<i>0,9/17,3</i>			<i>-/8,1</i>	
10	Среднее число дней работы переходящей скважины	дни	85,5	87,6	86,5	90,7	87,4	91,5	87,4	88,6	346,8	347,4	<b>346,8</b>	346,8	<b>346,8</b>

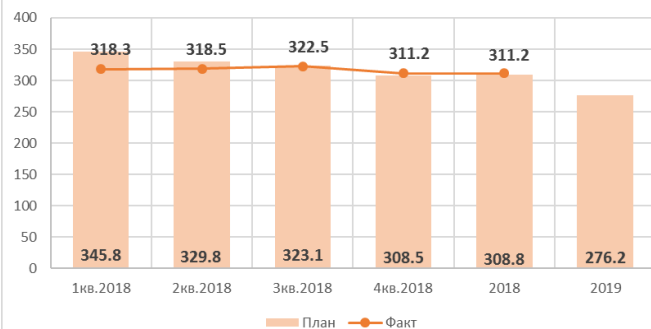
\* - Нормы отборов утвержденные на 2018 год

\*\* - «Дополнение к технологической схеме разработки Пякяхинского месторождения» (протокол ЦКР Роснедр по УВС № 6997 от 27.10.2017 г.)

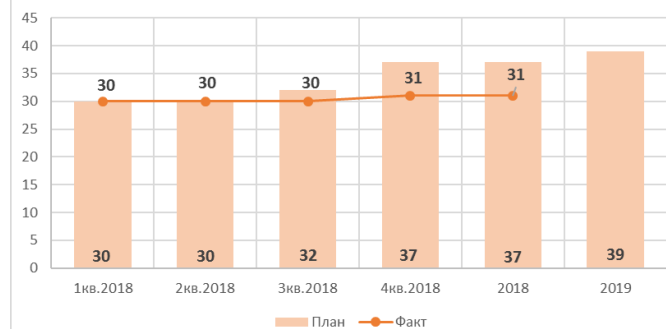
Добыча свободного газа, млн.м3



Средний дебит переходящих скважин по газу, тыс.м3/сут

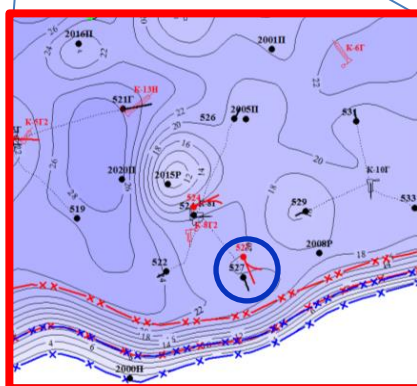
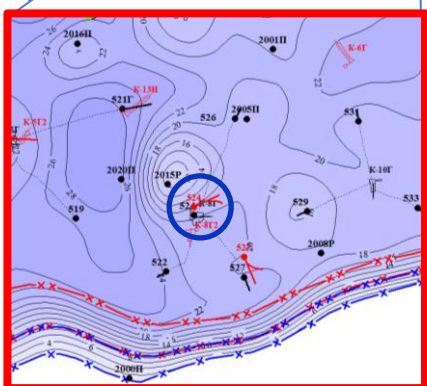
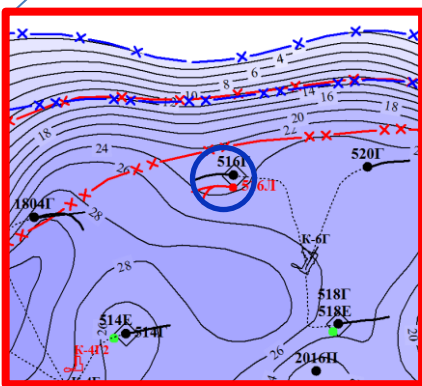
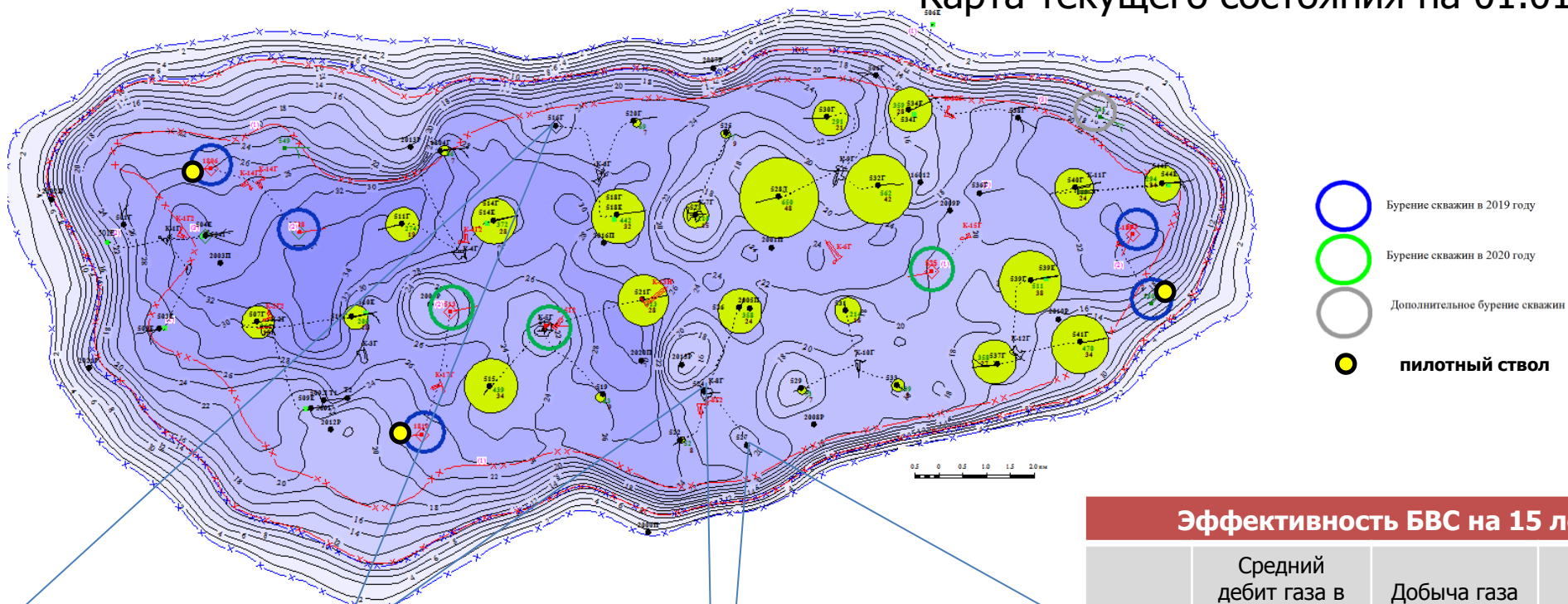


Фонд добывающих газовых скважин на конец года



# Бурение вторых стволов на объекте БУ<sub>18</sub><sup>1-2</sup>

Карта текущего состояния на 01.01.2019



Эффективность БВС на 15 лет			
№ скв.	Средний дебит газа в период максимальных отборов, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Добыча газа с начала разработки, млн. м <sup>3</sup>	Дата начала бурения
516Л	263,7	1225,7	01.05.2019
524Л	218,0	525,1	01.09.2019
527Л	267,2	815,5	01.07.2019

## Выводы

---

1. С учетом негативных факторов (отклонения по вводу скважин, неподтверждение продуктивности и т.д.) существует риск не достижения плана по добыче природного газа в 2019 году;
2. Для достижения плановых показателей необходимо:
  - Бурение дополнительных скважин;
  - Перенос сроков БВС на газоконденсатном фонде;
  - Выполнение дополнительных мероприятий на действующем фонде;
3. Эффективность применения интегрированной модели для планирования мероприятий и прогноза уровней добычи;
4. Выполненный расчет на интегрированной модели подтверждает выход на плановые уровни добычи при условии реализации предложений.



**Всегда в движении!**

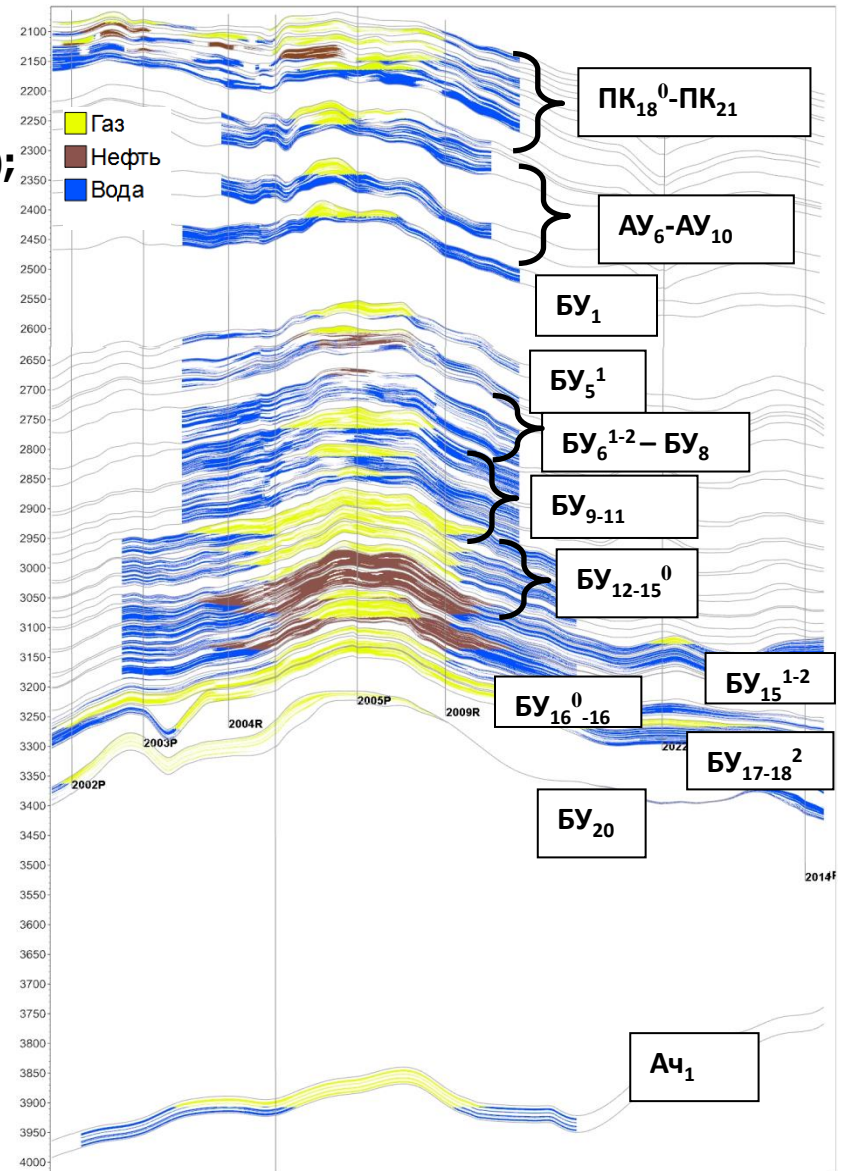
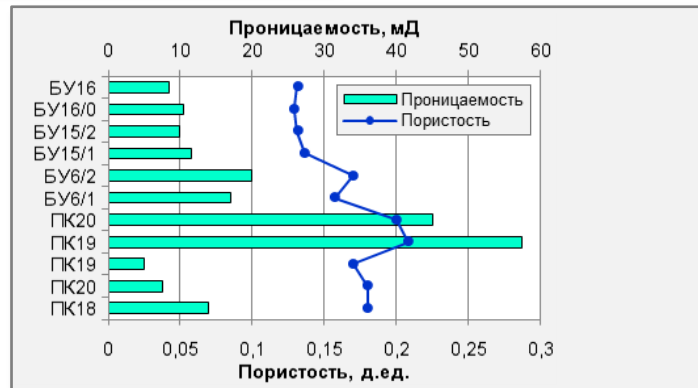
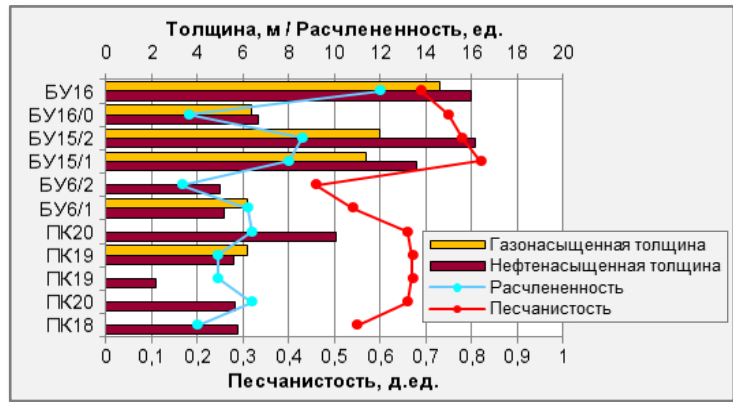


# Пякяхинское месторождение

## Основные факторы, осложняющие разработку

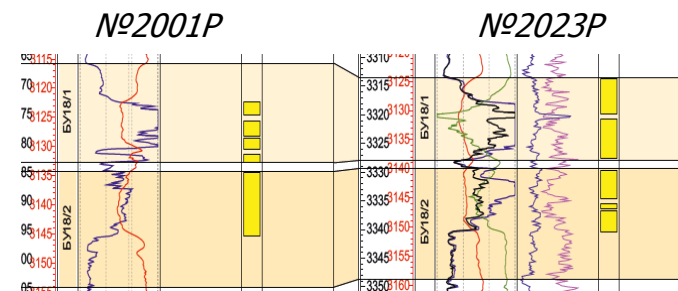
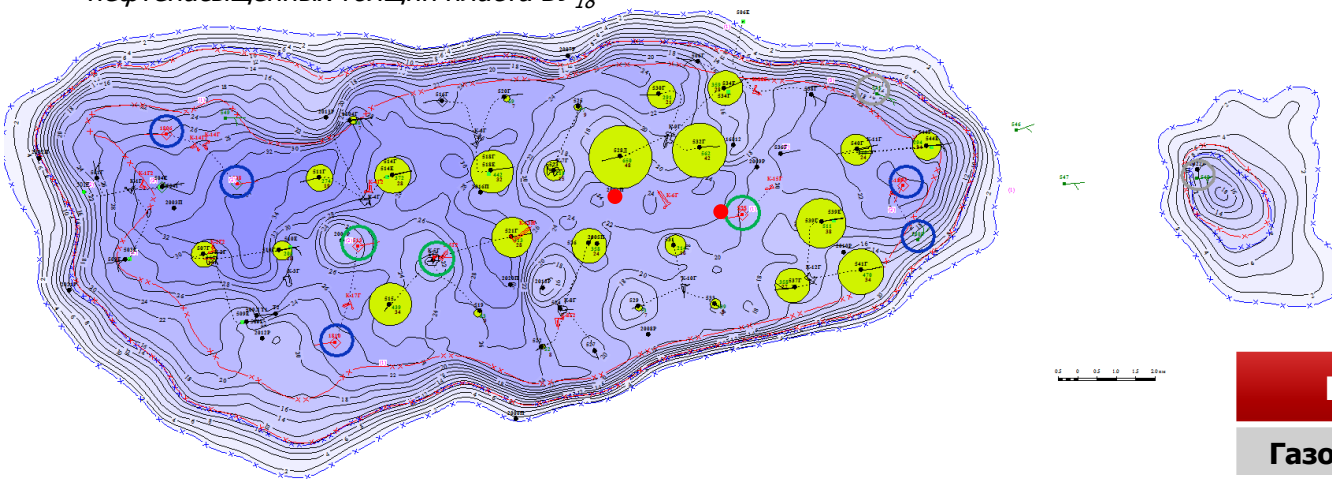
### Геологические условия:

- ❖ чередование залежей с различным насыщением (чисто нефтяные, газоконденсатные, нефтегазоконденсатные);
- ❖ низкие коллекторские свойства;
- ❖ пласты с аномально высоким пластовым давлением;
- ❖ пласты с давлением насыщения нефти растворенным газом близким к пластовому.



# Нефтегазоконденсатный объект БУ<sub>18</sub><sup>1+2</sup>. Геолого-физическая характеристика

Схема размещения фонда скважин на карте начальных нефтенасыщенных толщин пласта БУ<sub>18</sub><sup>1+2</sup>



Показатели	на момент ввода			на 01.01.2019г		
	519Г	521Г	539Г	511Г	521Г	539Г
№ скважины	519Г	521Г	539Г	511Г	521Г	539Г
Дата ввода/остановки	07.2017	07.2017	02.2017	-	-	-
Дебит газа, тыс. м3/сут	181.4	315.6	462.5	264.5	393.1	521.3
Добыча газа нак., млн. м3	-	-	-	180.89	263.54	394.54

**2019г. – 5 скважин**  
**2020г. – 3 скважины**  
**Дополнительное бурение – 2 скважины**

**Извлекаемые запасы: газ млн. м3/конденсат тыс.т.**

по участку	<b>60825,8/4029,3</b>
на 1 МЗС	<b>1294,2/85,7</b>

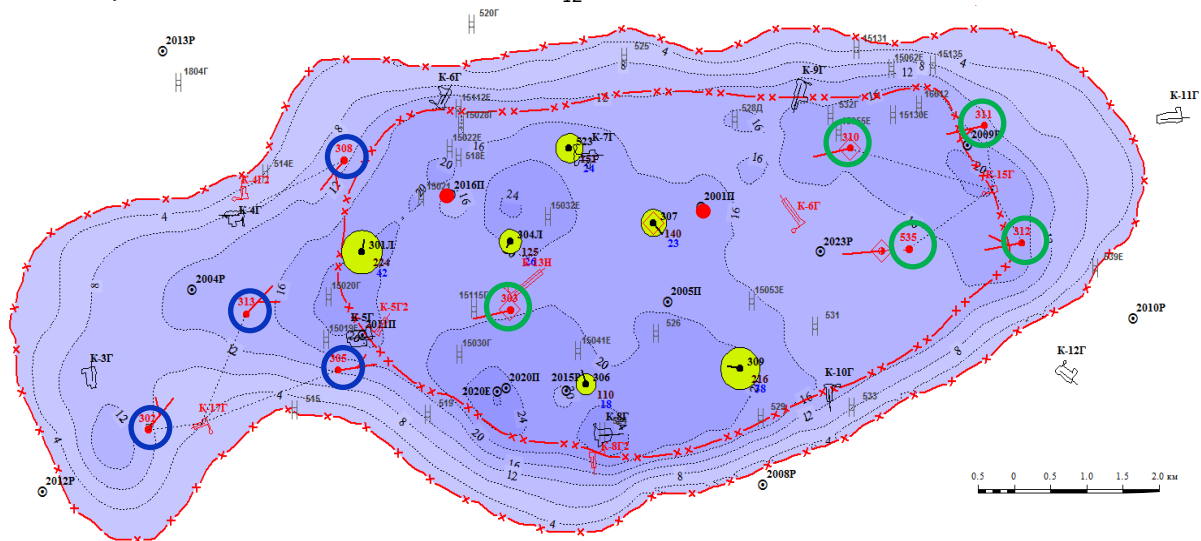
## Геолого-физическая характеристика

Газонасыщенная толщина, м.	<b>8</b>
Коэффициент пористости, д.е.	<b>0,13</b>
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	<b>10,7</b>
Коэффициент песчанистости, д.е.	<b>0,64</b>
Коэффициент газонасыщенности, д.е.	<b>0,75</b>
Коэффициент расчлененности, ед.	<b>4,6</b>

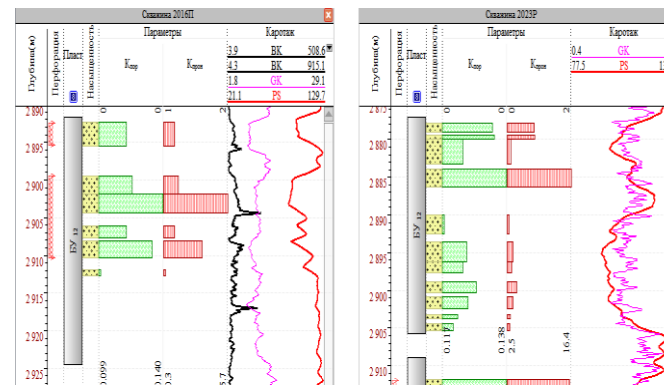
№ скв.	Нэф. гн, м	Кпор, д.ед	Кпрон, мД	Кгн, дд.ед
1806	25.0	0.11	11.6	0.64
508	33.6	0.11	3.1	0.53
1810	17.9	0.11	2.9	0.57
513	23.0	0.12	14.2	0.64
517	21.8	0.11	5.9	0.66
535	19.1	0.14	58.4	0.73
543	24.2	0.12	4.6	0.63
1808	13.2	0.12	6.0	0.62

# Нефтегазоконденсатный объект БУ<sub>12</sub>. Геолого-физическая характеристика

Схема размещения фонда скважин на карте начальных нефтенасыщенных толщин пласта БУ<sub>12</sub>



Разрез по скважинам №№ 2016П, 2023Р



## Геолого-физическая характеристика

Газонасыщенная толщина, м.	13,1
Коэффициент пористости, д.е.	0,13
Проницаемость, 10 <sup>-3</sup> мкм <sup>2</sup>	7,5
Коэффициент песчанистости, д.е.	0,54
Коэффициент газонасыщенности, д.е.	0,58
Коэффициент расчлененности, ед.	15,6

Показатели	на момент ввода		на 01.01.2019г	
	301Л	309	301Л	309
№ скважины	301Л	309	301Л	309
Дата ввода/остановки	07.2017	02.2017	-	-
Дебит газа, тыс. м3/сут	265,4	444,7	257,6	236,7
Добыча газа нак., млн. м3	-	-	167,9	192,965

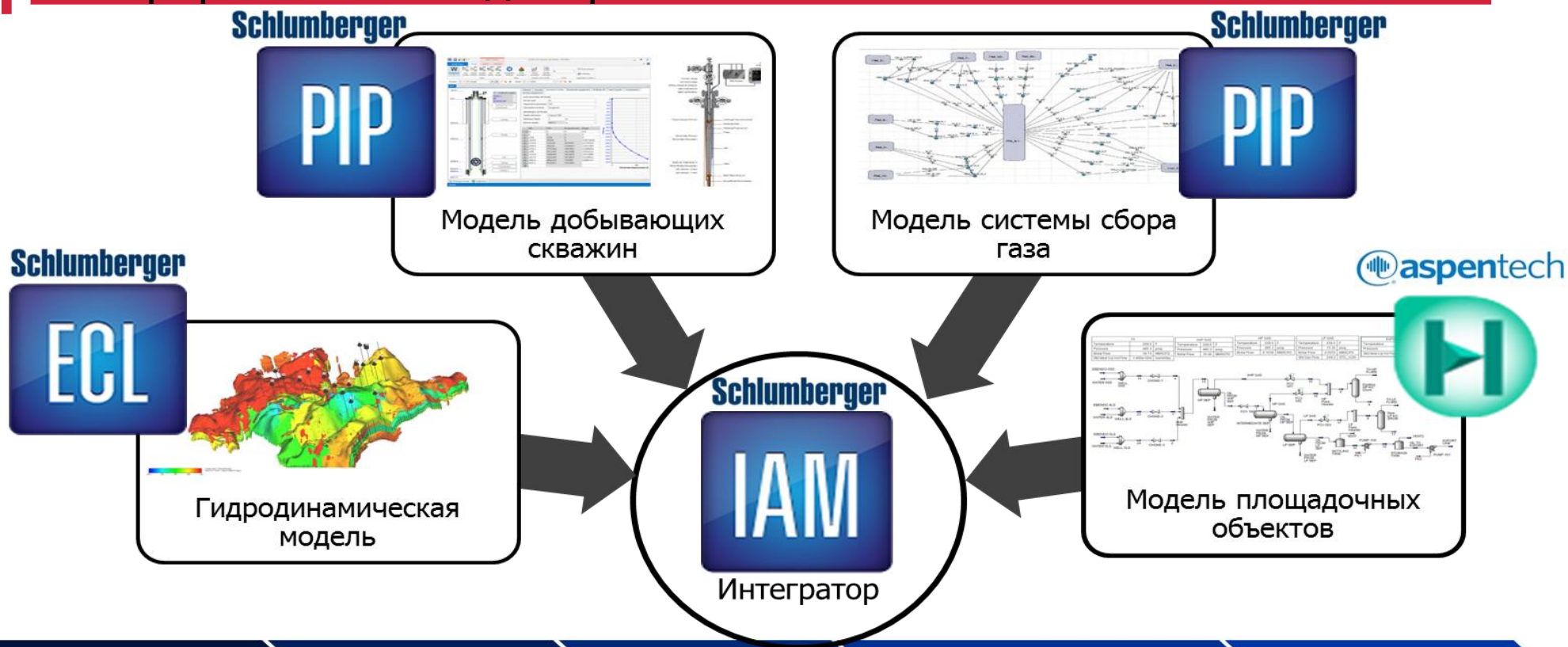
**2019г. – 4 скважины**  
**2020г. – 5 скважин**

**Извлекаемые запасы: газ млн. м3/конденсат тыс.т.**

по участку	<b>11944,3/961,1</b>
на 1 МЗС	<b>796,3/64,1</b>

№ скв.	Нэф. гн, м	Кпор, д.ед	Кпрон, мД	Кгн, дд.ед
302	7.7	0.13	1.6	0.72
313	15.5	0.12	1.9	0.71
305	14.6	0.15	8.7	0.69
308	11.3	0.12	0.7	0.58
303	19.6	0.13	3.0	0.71
535	15.3	0.14	5.9	0.71
310	17.4	0.14	5.4	0.61
311	16.0	0.14	3.8	0.62
312	18.1	0.14	6.7	0.60

# Программное обеспечение для интегрированного моделирования газовых объектов



Работы будут завершены в 2018 году ←

По нефтяной части Пяяхинского месторождения ИМ будет построена с применением продуктов Компании «РЕТЕХ»

# Перечень производственных задач, решаемых с применением интегрированных моделей

## Перечень производственных задач, решаемых с использованием интегрированных моделей



# Рассмотрение варианта среднесрочных технологических показателей добычи природного газа и конденсата Пякяхинского месторождения

**ПРОТОКОЛ № 10-01-818Л**  
 Совещания о «Рассмотрении вариантов прогнозных уровней добычи природного газа и газового конденсата на Пякяхинском месторождении»

06.09.2018 г.Москва, г.Когалым, г.Тюмень, г.Салехард

от ПАО «ЛУКОЙЛ»:

Начальник Департамента обеспечения добычи нефти и газа А.Р.Хабидуллин

Начальник Управления обеспечения добычи газа В.А.Нашин

Начальник Управления по обустройству нефтяных и газовых месторождений на суше Г.И.Колтунов

**ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"**

**ПРОТОКОЛ № МИ-97п**  
 совещания у Вице-президента по геологоразведке и разработке И.Э. Мандрика

г.Москва

24 октября 2018г.

**ПРИСУТСТВОВАЛИ:**

От ПАО "ЛУКОЙЛ":  
 Начальник Департамента разработки нефтяных и газовых месторождений А.А. Потрясов  
 Начальник Управления разработки нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирского и Пермского регионов С.А. Иванов  
 Старший менеджер УРНиГМ Западно-Сибирского и Пермского регионов Р.Р. Лорис-Руссо  
 Старший менеджер УРНиГМ Западно-Сибирского и Пермского регионов Е.И. Кашинцев  
 Ведущий специалист УРНиГМ Западно-Сибирского и Пермского регионов М.Н. Голобородько

От Филиала ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "КогалымНИПИнефть" в г. Тюмени:  
 Заместитель директора филиала по научной работе в области разработки месторождений И.С. Соколов  
 Начальник управления проектирования и мониторинга РМ по Ямальскому р-ну С.А. Солянов  
 Начальник отдела проектирования и мониторинга разработки месторождений Большехетской впадины М.Г. Мавлетдинов

## Решили:

1. Считать п.4 протокола №МИ-70П от 16.07.2018 выполненным.
2. С учетом решения совещания от 06.09.2018 (п.1 протокола №10-01-818Л) согласовать предложение ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» по среднесрочным технологическим показателям добычи природного газа по Пякяхинскому месторождению согласно варианту 1.1.
3. ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», совместно с Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени, разработать и представить на согласование в Департамент разработки нефтяных и газовых месторождений и Департамент обеспечения добычи нефти и газа адресную программу мероприятий по снижению технологических потерь при движении газожидкостной смеси по стволу скважин на газоконденсатном фонде Пякяхинского месторождения.

**Срок выполнения: 15.11.2018**

Вице-президент  
 по геологоразведке и разработке



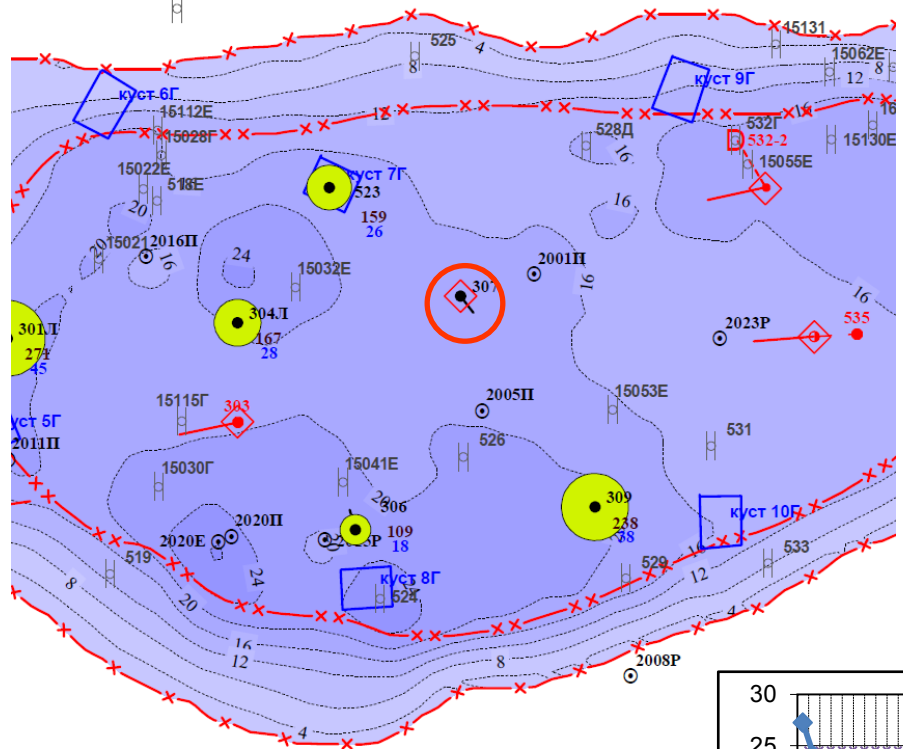
И.Э. Мандрик

## Актуальный вариант уровней добычи, рассчитанный на ИМ



# Базовая информация по скважина № 307/7Г Пяяхинское месторождение, пласт БУ<sub>12</sub>

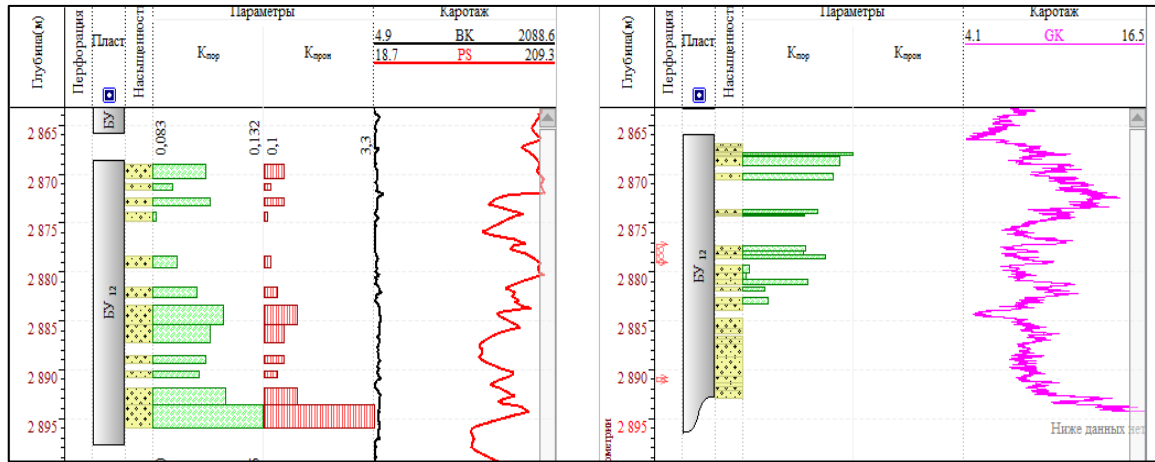
Фрагмент карты текущего состояния на 01.10.2018 г., пласт БУ<sub>12</sub>



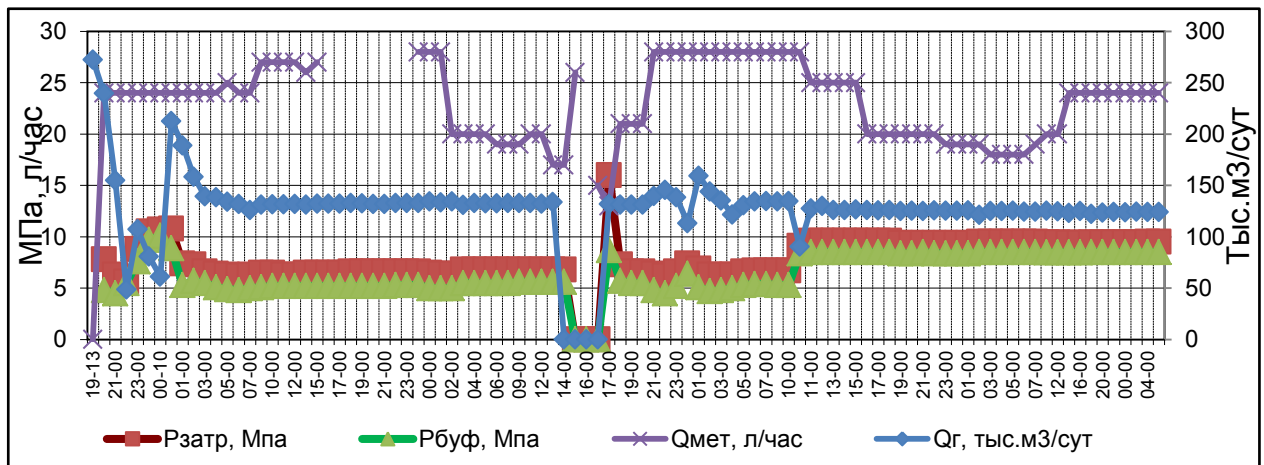
№ скв.	Пла ст	План		Запускной		Текущий	
		qг	qк	qг	qк	qг	qк
307	БУ <sub>12</sub>	130	6,3	131,2	20	144,3	-

2001П

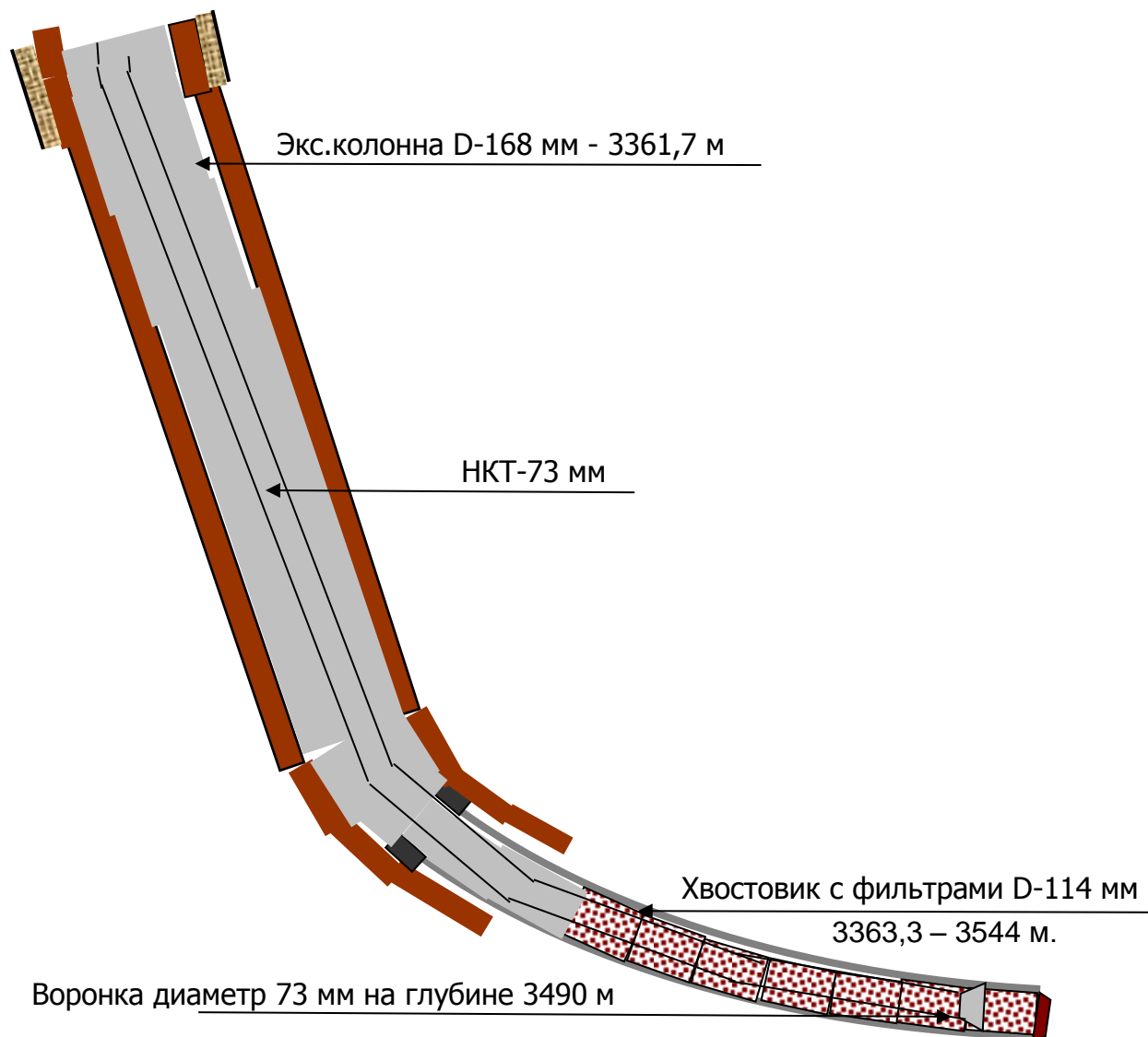
307



Бурение с 29.10.2010 по 16.01.2011

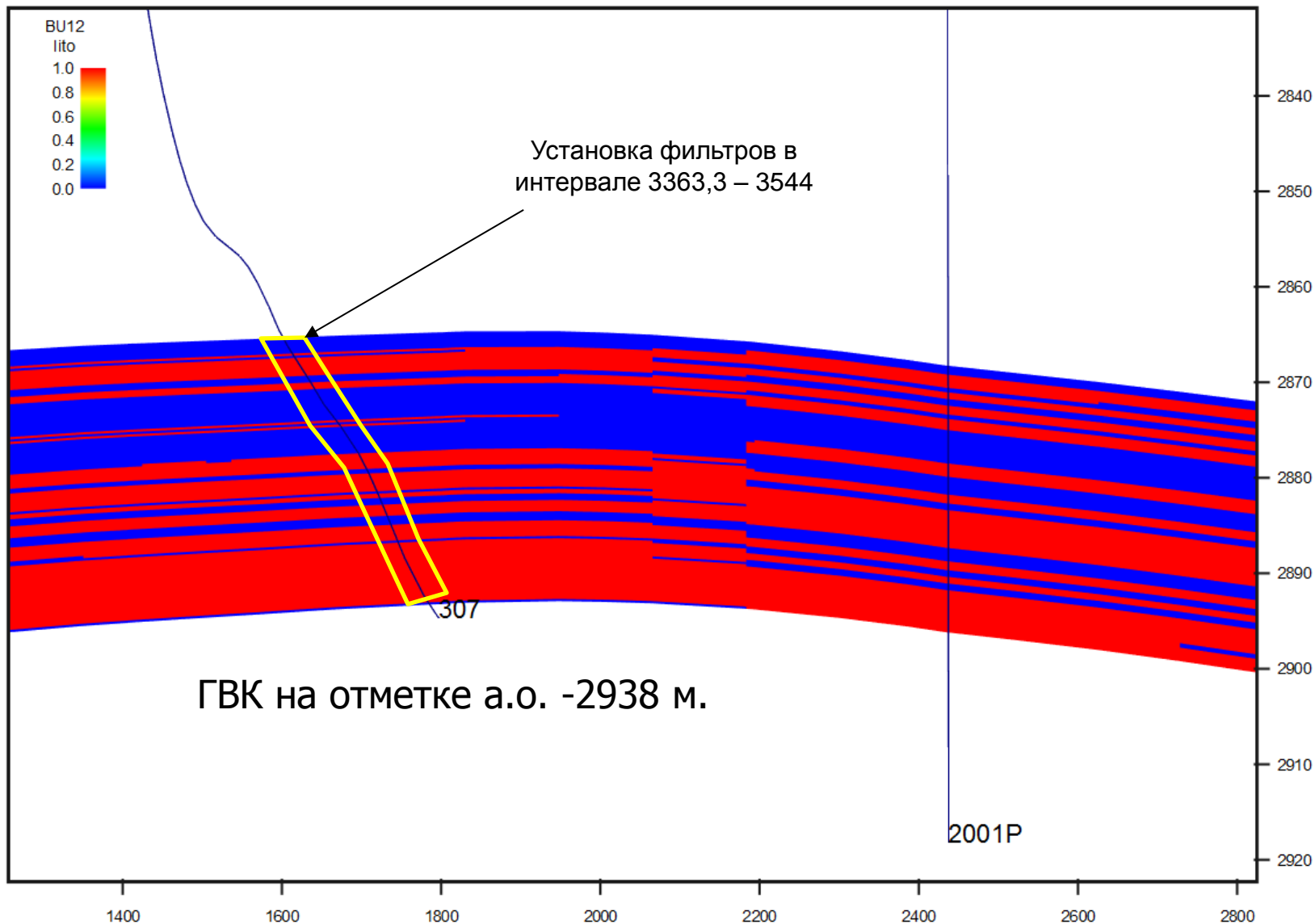


# Конструкция скважины 307/7Г





# Скважина № 307/7Г Пякяхинское месторождение, пласт БУ<sub>12</sub>



# Скважина № 307/7Г Пякяхинское месторождение, пласт БУ<sub>12</sub>

ПГИ от 03.08.2018

Определение забойного давления в скважинах, не оборудованных ЭЦН

Замеренное забойное давление	257.074	атм
Расчетное давление кровлю пласта БУ12	258.34	атм

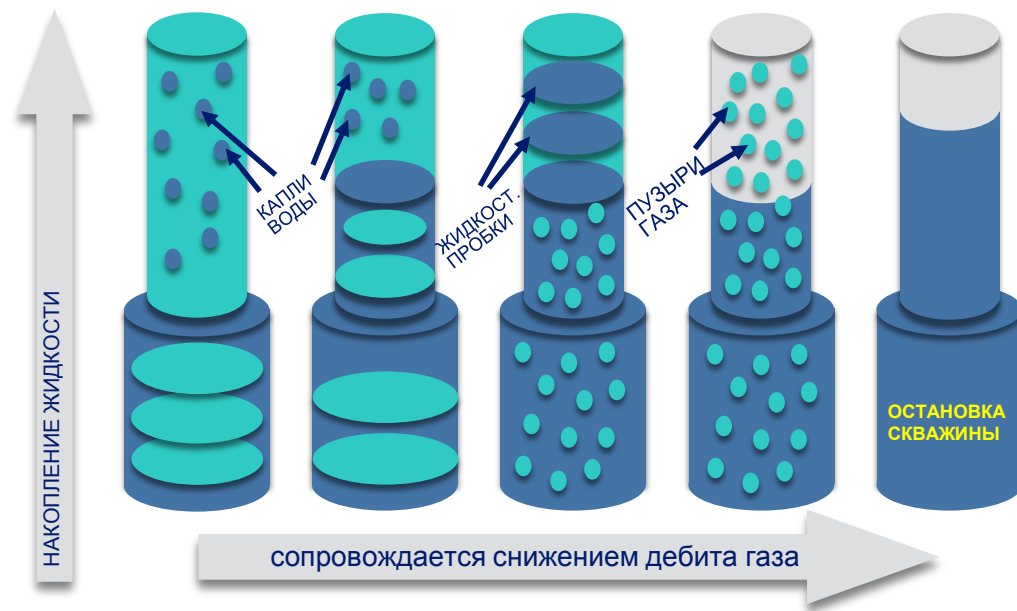


1. Замеренное забойное давление в длительно остановленной скважине на глубине м (2818.56 м по вертикали) составило 257.074 атм.
2. Расчетное давление на кровлю пласта БУ12 2865.47(АО) м. составило  $P_{\text{забойное расчетное}} = 258.34$  атм.

# Применение ПАВ

В программу ОПР на 2019 год включена тема по удалению жидкости с забоя горизонтальных газоконденсатных скважин с применением поверхностно-активных веществ (ГК "Миррико" ООО "Промышленная химия"). Мероприятия:

- **ЦЕЛЬ:**
  - вынос жидкости из хвостовика
- **ЗАДАЧИ:**
  - подбор рецептуры реагентов
  - определение способа доставки ПАВ на забой скважины
  - определение длительности эффекта
  - смена режима течения газоконденсатной смеси в трубопроводе
- **РИСКИ:**
  - проблемы при подготовке продукции на УКПГ

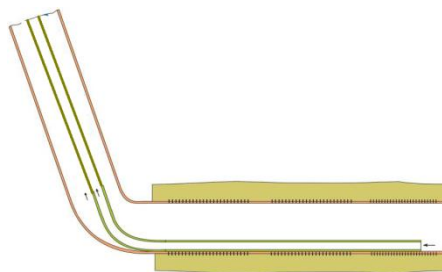


Мероприятие запланировано в рамках ОПР. Требуется проработка доставки реагента непосредственно в горизонтальный участок. Эффект требует подтверждения результатами фактических работ.

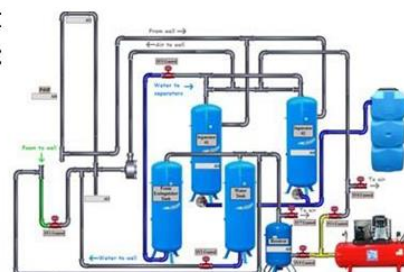
## Предложения для опытных работ удаления жидкости



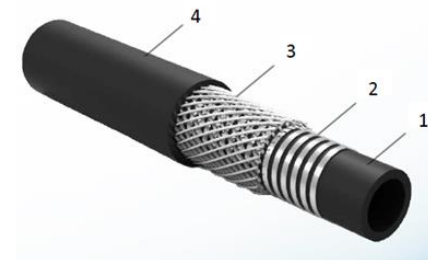
Провести две «продувки» на кустовой факел, с целью определения времени накопления жидкости в скважине.



С целью освоения скважины 307Г предлагается спустить НКТ диаметром 73 мм в хвостовик скважины.

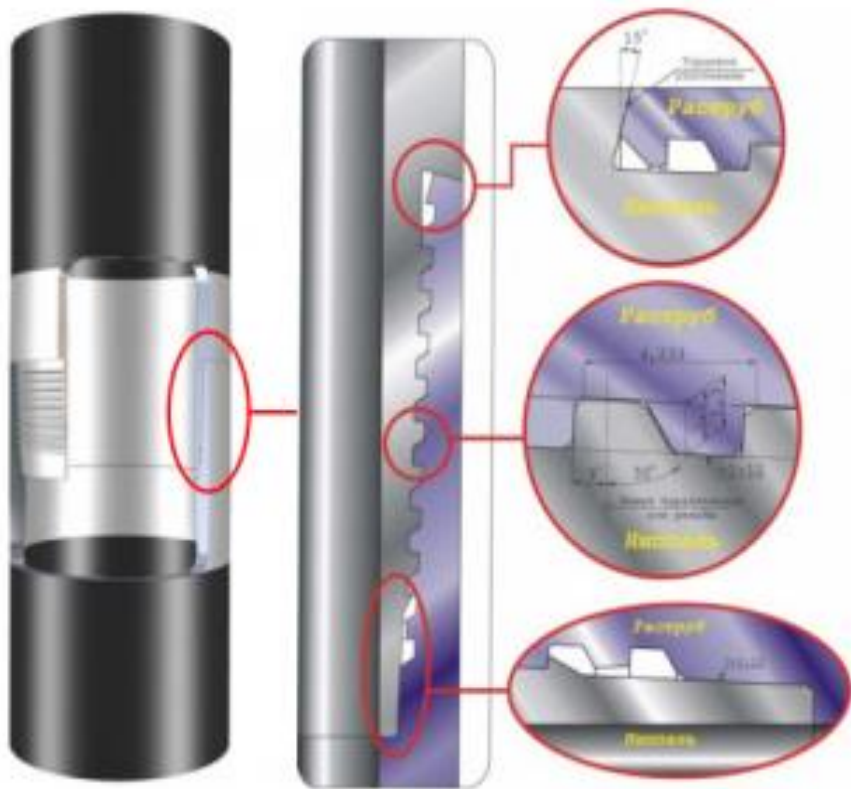


Изучить опыт применения ПАВ и способы их доставки в других НГДО. По результатам провести лабораторные исследования.



В рамках формирования программы ОПР на 2019-2022 г.г. провести технико-экономическую оценку целесообразности ОПР технологии «концентрический лифт».

Проработка вопроса применения безмуфтовых НКТ для спуска в фильтровую часть горизонтального окончания скважины с целью минимизации рисков прихвата ГНО в процессе эксплуатации.



- ✓ **Безмуфтовые НКТ могут применяться в компоновке со стандартными НКТ;**
- ✓ **Отсутствуют риски прихвата по муфте;**
- ✓ **Не производятся на российском рынке;**
- ✓ **Стоимость значительно выше аналогов с муфтами;**
- ✓ **Необходимо оборудовать только часть лифта заходящего в хвостовик;**
- ✓ **Спуск НКТ в середину горизонтального ствола позволит обеспечить дополнительный вынос жидкости с забоя.**

**Безмуфтовые НКТ включены в закуп на 2020г в объеме 10 тонн (из расчета обеспечения захода в фильтровую часть на 300м на 3-х скважинах).**

## Разбуривание портов МГРП (нормализация хвостовика) перед освоением новых газоконденсатных скважин с привлечением флота ГНКТ



- ✓ В рамках адресной программе ГТМ в 2019 году выполнено МГРП на двух ГК скважинах;
- ✓ После МГРП не возможно проведение ПГИ в продуктивном интервале;
- ✓ После МГРП не возможна нормализация забоя;
- ✓ После МГРП не возможно азотирование горизонтального участка с помощью ГНКТ;
- ✓ Существуют риски остановки скважины по причине запираания порта ГРП;
- ✓ Требуется проведение работ по разбуриванию портов.

**Работы по фрезерованию портов успешно выполнены на двух газоконденсатных скважин после проведения многостадийного ГРП. Дополнительные работы запланированы на скважине 543Г Пяяхинского месторождения.**