

Пробная эксплуатация и подготовка к разработке Ледового месторождения (морской части)

«Diss-a-pear»

Сулимов Сергей Сергеевич

Контакты +7(909)740-38-31

Команда



Сулимов
Сергей
Сергеевич
(Выступающий)



Белогузов
Леонид
Андреевич
(Создатель
презентации)



Ревников
Владислав
Михайлович
(Выступающий)



Алышев Эмиль
Рустамович
(Искатель
информации)



Морозов Кирилл
Александрович
(Помощник
искателя
информации)



Нуриев Самат
Маратович
(Маркетинг)

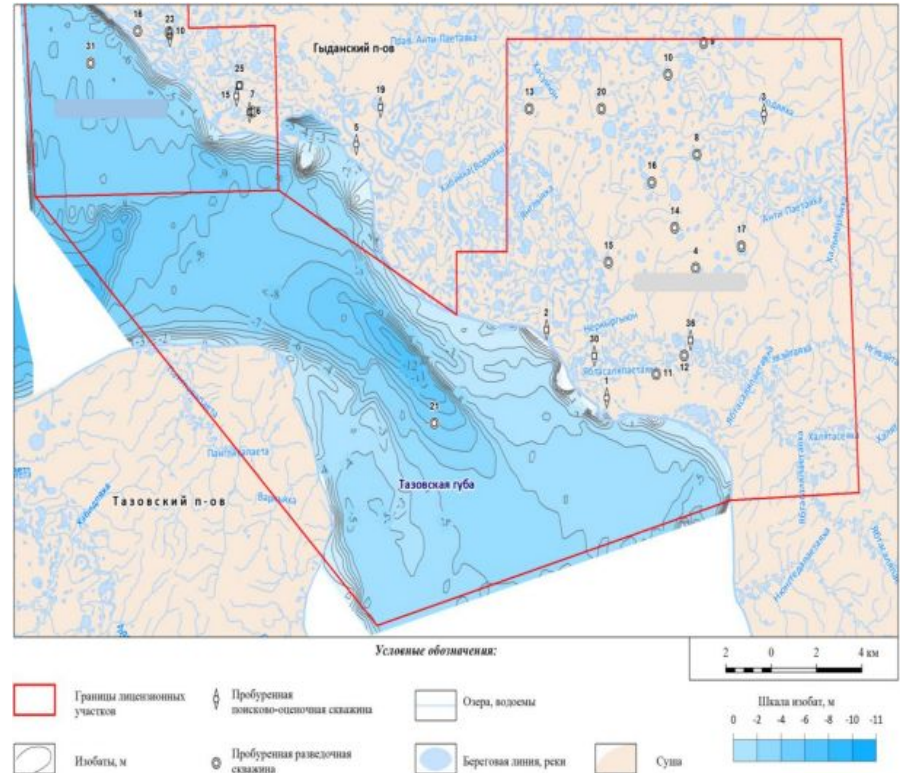


□ Состояние изученности:

- 17 скважин пробурено на суше
- 1 скважина пробурена на шельфе
- 53% запасов газа на суше
- 47% запасов газа в акватории
- более 200 млрд. м³ запасы ПК₁

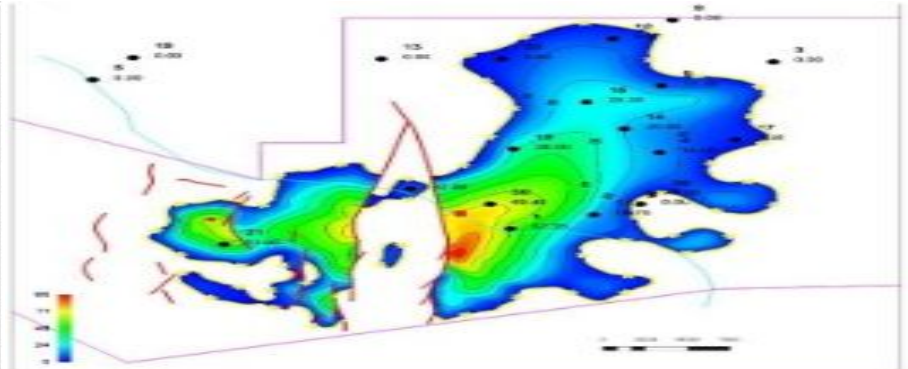
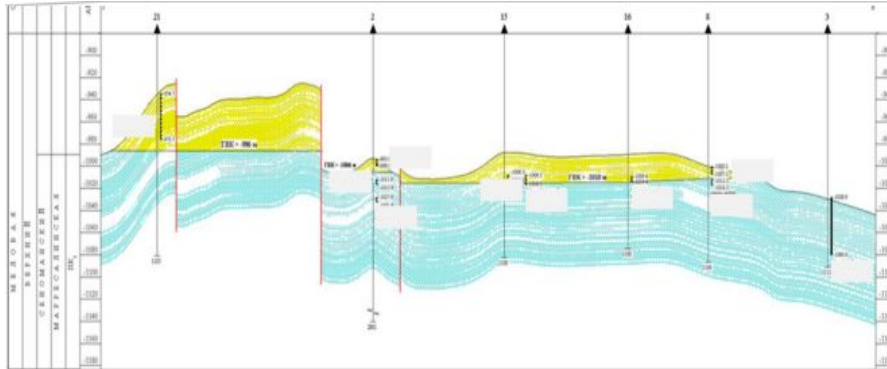
□ Краткие сведения в цифрах:

- 0 – 60 метров высоты рельефа на суше
- 0 – 12 метров глубины акватории
- -8 - -10 градусов среднегодовая температура
- 3 - 4 месяца открытой воды в акватории
- 300 - 400 метров мощность мерзлоты
- 30 км до Тота-Яхинского месторождения
- 40 км до Семаковского месторождения
- 100 км до Ямбургского месторождения



✓ Согласно нашим геологическим данным (разрезу пласта ПК1 карты нефтегазонасыщенности) основные залежи сконцентрированы в районе скважины **2** и **21** (в обоих районах наблюдается антиклинальная структура представляющую собой песчано-алевролитовую толщу а также в этих районах находятся высокие значения газонасыщенности **57,7** для 1 и **51,6** для 21).

✓ Основными перспективными отложениями являются альб-сенмантские толщи с наиболее частотными значениями проницаемости **550 милиДарси** (высоко проницаемые коллекторы) и **пористости 34%** (коллектор с повышенными характеристиками проницаемости и ёмкости), находящиеся в интервале **от -944 до -1016 метров**



Подсчёт запасов шельфой части месторождения

$$Q = F \cdot h \cdot K_n \cdot K_H^2 \cdot \frac{P_{пл} \cdot P_{см}}{P_{см} \cdot T_{пл} \cdot Z} = 700 \cdot 10^8 \cdot 6,05 \cdot 0,34 \cdot 0,75 \cdot$$

$$\frac{273 \cdot 9,8 \cdot 10^8}{295 \cdot 0,87 \cdot 10^5} = 137846 \cdot 10^6 \text{ м}^3 = 137,845 \text{ млрд м}^3$$

$$F = 700 \cdot 10^6 \text{ м}^2$$

$$h = h_{\text{сред}} = \frac{h_{\text{min}} + h_{\text{max}}}{2} = \frac{5,1 + 7}{2} \approx 6,05$$

$$K_n = 0,34$$

$$K_H^2 = 0,75$$

$$P_{пл} = 9,8 \cdot 10^6 \text{ Па}$$

$$T_{см} = 273 \text{ К}$$

$$T_{пл} = 295 \text{ К}$$

$$Z = 0,87$$



Выбор типа буровой установки

Мы выбрали **СПБУ** (самоподъемную буровую установку) в соответствии с характеристиками и относительно малой глубиной бурения (до 150 м)

Характеристики СПБУ:

- ❖ Транспортируются на плаву;
- ❖ Имеют специальные опоры: - в верхнем положении при транспортировке опираются на дно в рабочем положении;
- ❖ Понтон поднимается под водой;
- ❖ Ограничение по глубине 150 м (500 футов)
Исходя из небольшой глубины и оптимальных особенностей.



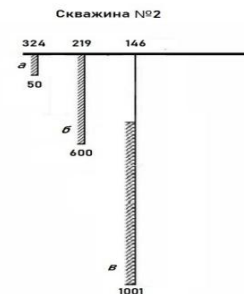
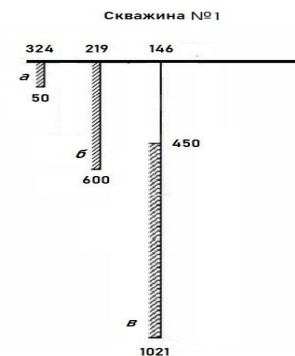
Конструкция скважины

Таблица для скважины N₁

Название колонны	Диаметр обсадной колонны	Диаметр муфты	Диаметр долота	Глубина спуска
Направление	324	351	444,5	50
Кондуктор	219	245	293,3	600
Экспл. колонна	146	166	190,5	1021

Таблица для скважины N₂

Название колонны	Диаметр обсадной колонны	Диаметр муфты	Диаметр долота	Глубина спуска
Направление	324	351	444,5	50
Кондуктор	219	245	295,3	600
Экспл. колонна	146	166	190,5	1001



Графические изображения конструкций скважин:
а-направление; б-кондуктор; в-эксплуатационная колонна

Тампонажный и буровой раствор

❖ Тампонажный раствор:

- ✓ Добавки **0,9 %** сульфитцеллюлозного экстракта к водному раствору солей; с относительно высоким содержанием трехкальциевого алюмината (порядка **12...15 %**) плотностью **1500 кг/м³**;
- ✓ тампонажные растворы в интервале **0-1380 м** с добавлением вермикулита

❖ Буровой раствор:

- ✓ плотность **1097 кг/м³**;
- ✓ температура должна быть близкой к температуре мёрзлых стенок



Оценки геологических коэффициентов извлечение газа для морских (шельфовых месторождений)

$D = 76$ мм (по ГОСТу) – диаметр НКТ

$L = 786$ м – глубина спуска НКТ

$T_{пл} = + 22$ °С – Пластовая температура

Значение конечного забойного давления:

$$P_3 = 2 \cdot e^{\frac{0,061208 \cdot 786}{295+293}} = 2,171 \text{ МПа}$$

Значение критического дебита газа по выносу жидкости для морских (шельфовых) месторождений:

$$Q_{кр} = \frac{1725,188 \cdot 2,171}{295} + 10,754 = 23,45 \frac{\text{тыс. м}^3}{\text{сут}}$$

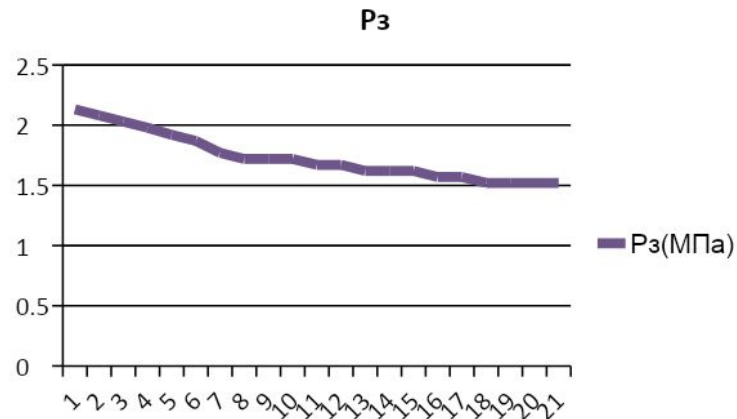
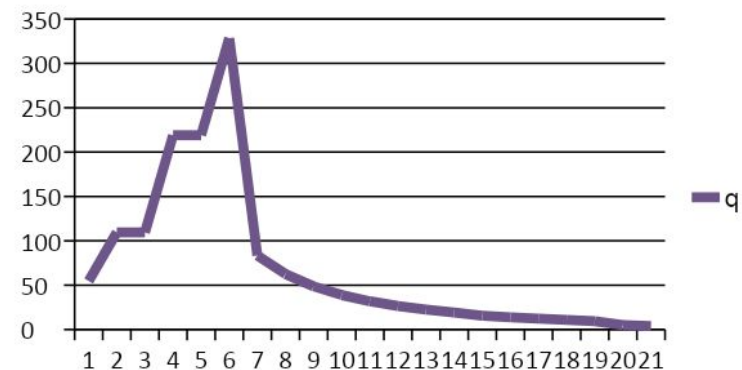
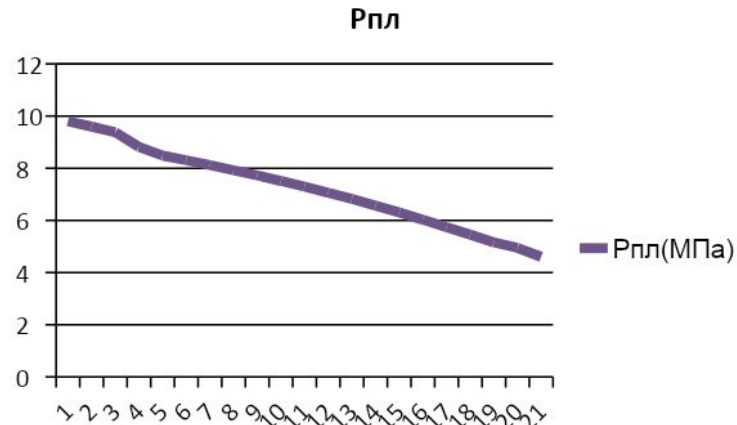
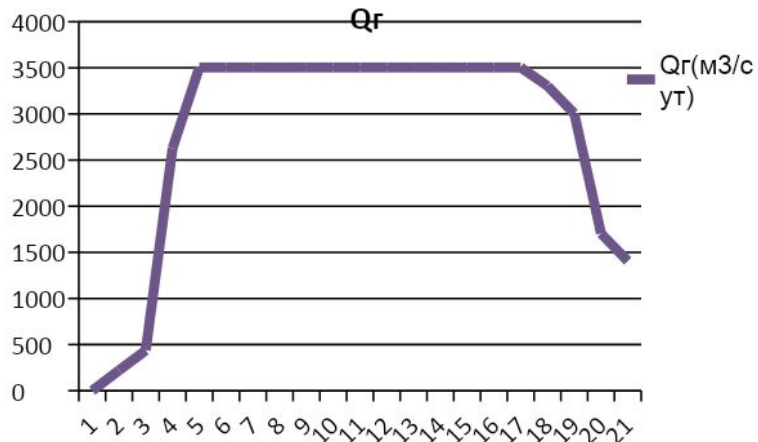
Значение коэффициента извлеченного газа:

$$\text{КИГ} = 1 - \frac{\left(\frac{5,05}{0,955} - 0,101\right)}{\left(\frac{9,88}{0,87} - 0,101\right)} = 1 - 0,46 = 0,54$$

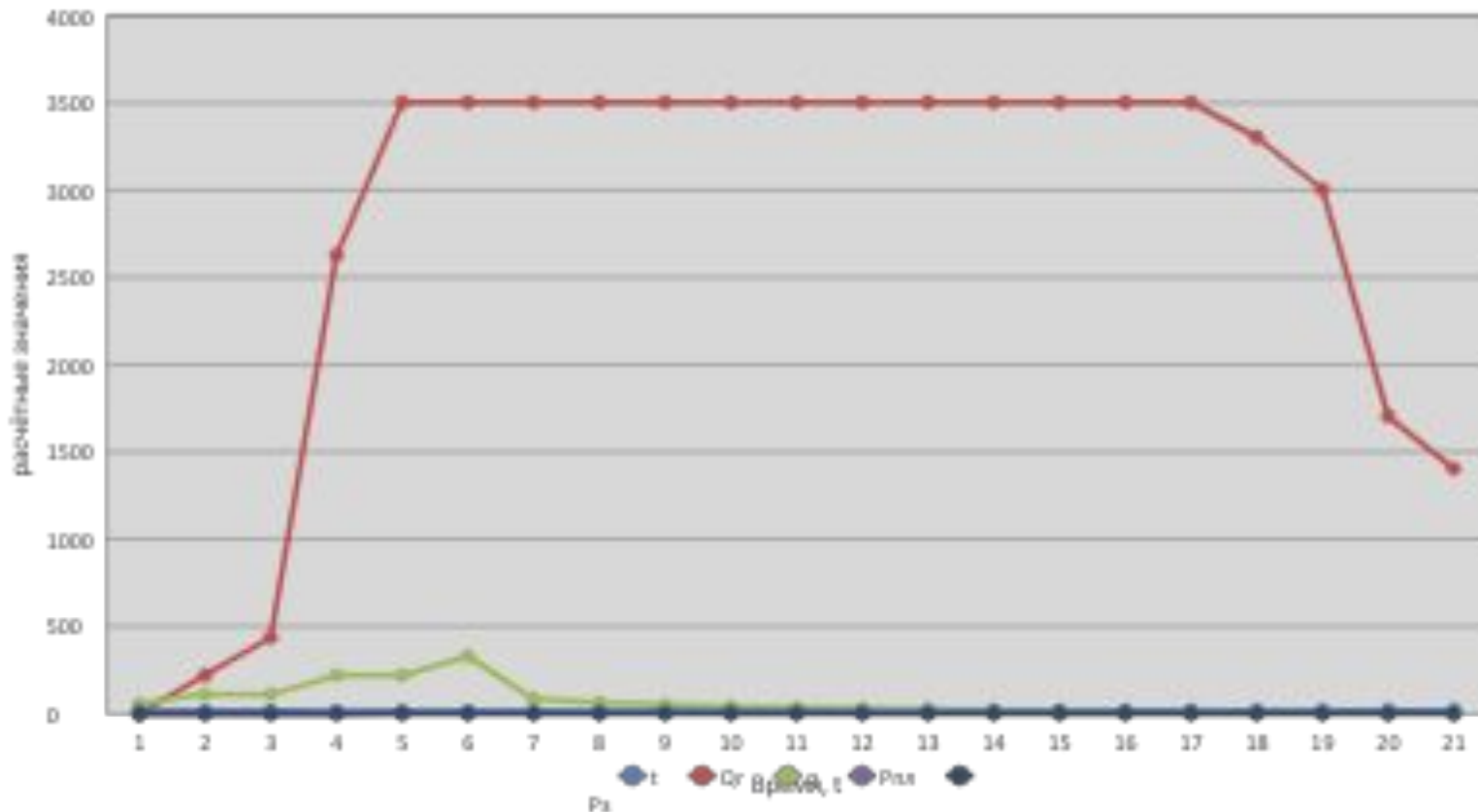
Газовый дебит одной скважины:

$$Q_{\text{газ}} = 196,1 \text{ тыс м}^3$$

Расчет основных технологических показателей на 20 лет



Расчет основных технологических показателей на 20 лет



Маркетинговое задание

От мест добычи газа, планируется транспортировать газ на танкерах в сжиженном виде до газопровода «Ямал-Европа»

При транспортировке сжиженного газа на танкерах планируется использовать часть транспортируемого газа в качестве топлива для танкеров.

В качестве пути транспортировки мы решили выбрать газопровод «Ямал-Европа» для транспортировки до Западной Европы.



Маркетинговое задание



Стоимость самоподъемной буровой установки варьируется по разным меркам от полумиллиарда до миллиарда долларов

а аренда той же самой самоподъемной буровой установки на срок 20 лет обойдется в среднем, в 36.500.000.000\$ (от 16 тысяч \$ /сут до 21 тысячи \$ /сут)

из чего можно сделать вывод что выгоднее будет, приобрести самоподъемную буровую установку.

Спасибо за внимание!

«Diss-a-pear»
Сулимов Сергей Сергеевич
Контакты +7(909)740-38-31