



# РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА SPE

24–26 октября 2016  
ЦМТ, Москва, Россия

## Применение гравийной набивки в открытом стволе (ГНОС) в числе технических решений для успешного бурения и заканчивания ГС на пласт ПК1 Северо-Комсомольского месторождения. SPE 181925.

Вадим В. Саляев, Сулейман С. Ситдииков, Андрей М. Нуйкин, Георгий Г. Арзамасцев, Павел С. Пильгун, Айрат Ф. Сафин, Роман Р. Гашимов, Антон С. Сусоев, Роснефть; Дмитрий Груздов, Александр Громовенко, Александр Капкаев, Иван Резанов, Шлюмберже.



Society of Petroleum Engineers

## План презентации

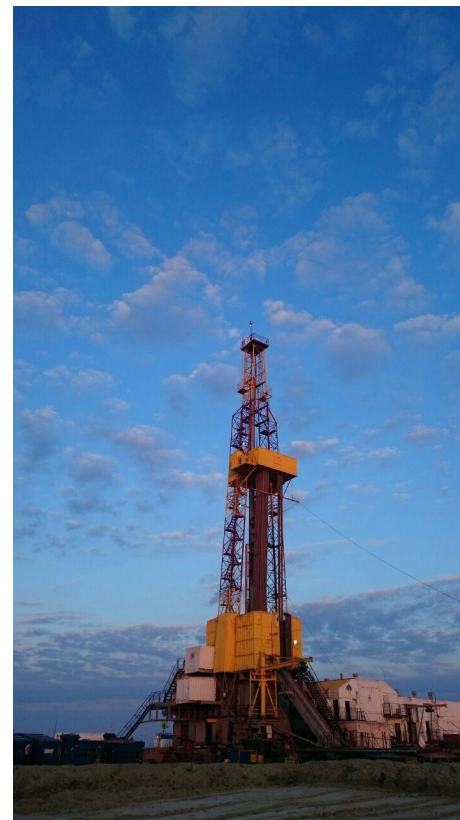
- Резюме
- Введение
- Геомеханическое моделирование
- Компоновка заканчивания
- Подготовка ствола скважины
- Проектирование и выполнение ГНОС
- Результаты и выводы



*Расстановка оборудования для гравийной набивки*

## Резюме

- В 2015 году успешно пробурены 2 ГС (А и Б) на Северо-Комсомольском месторождении, пласт ПК1
- В одной из скважин выполнена операция ГНОС с рядом рекордных показателей для работы с ПК1 на момент реализации
- В 2016г проведено испытание скважин
- По результатам испытаний принято решение о бурении дополнительно 30ти скважин с перспективой начала полномасштабной разработки в 2019г.



# Введение



Параметр	Значение
Пласт	ПК1
Средняя глубина залегания, м	<b>1100</b>
Наличие ВНК	<b>есть</b>
Наличие газовой шапки	<b>есть</b>
Средняя нефтенасыщенная толщина, м	<b>8.2</b>
Средняя пористость, %	33
Средняя проницаемость, $10^{-3}$ мкм <sup>2</sup>	<b>250</b>
Песчаность, %	67
Начальное пластовое давление, МПа	11,1
Пластовая температура, °С	35
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	934
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м <sup>3</sup>	945
Давление насыщения, МПа	11,1
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	33
Объемный коэффициент нефти, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	1,072
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	<b>114,5</b>
Содержание парафинов в нефти, %	1.2
Содержание серы в нефти, %	0.71

## Ключевые вызовы при реализации проекта:

### В бурении:

- Нестабильность ствола скважины;
- Доведение компоновки заканчивания до забоя.

### В заканчивании:

- Предотвращение пескопроявления при добыче;
- Высоковязкая нефть; близость ГНК и ВНК;
- Контроль притока при добыче.

# Геомеханическое моделирование

Геологический разрез	Интервал, верг.		Мощность	Конструкция скважины													
	от	до		Проблемы при строительстве скважин на северо комсомольском месторождении													
				скважина №1	скважина №2	скважина №3 гор	скважина №4	скважина №5	скважина №6 гор								
Алтынская и чюмовихайловская	60	130	20	120													
Тавдинская свита	130	290	160														
Люпинворская свита	290	490	200														
Талицкая свита	490	640	150		Незначительные осыпи рыхлых пород	Незначительные осыпи рыхлых пород											
Ганькинская свита	640	875	235	620		680 м при бурении вскрыто поглощение 4,5м <sup>3</sup>											
Березовская свита	875	1050	175		870м при бурении вскрыто поглощение 3м <sup>3</sup>		Потеря КНБК на забое Установка цементного моста, перебуривание части ствола										
Кузнецовская свита	1050	1070	20					Осыпи стенок скважины									
Покурская свита	1070	2180	1110	1200		При освоении получен приток газа, из-за некорректной проводки ствола скважины (ствол попал в газонефтяную часть			Недоход ЭК 168 мм при спуске из-за обвала стенок скважины.	Недоход ЭК 168 мм при спуске из-за обвала стенок скважины.							

- Обвалы стенок скважин в 2х ННС
- Недоход ЭК 168мм в 1й ННС
- Недоход ЭК 168мм в 1й ГС
- Потеря КНБК на забое, перебур ствола

Принято решение о построении  
1D геомеханической модели

# Геомеханическое моделирование

Микро-ГРП

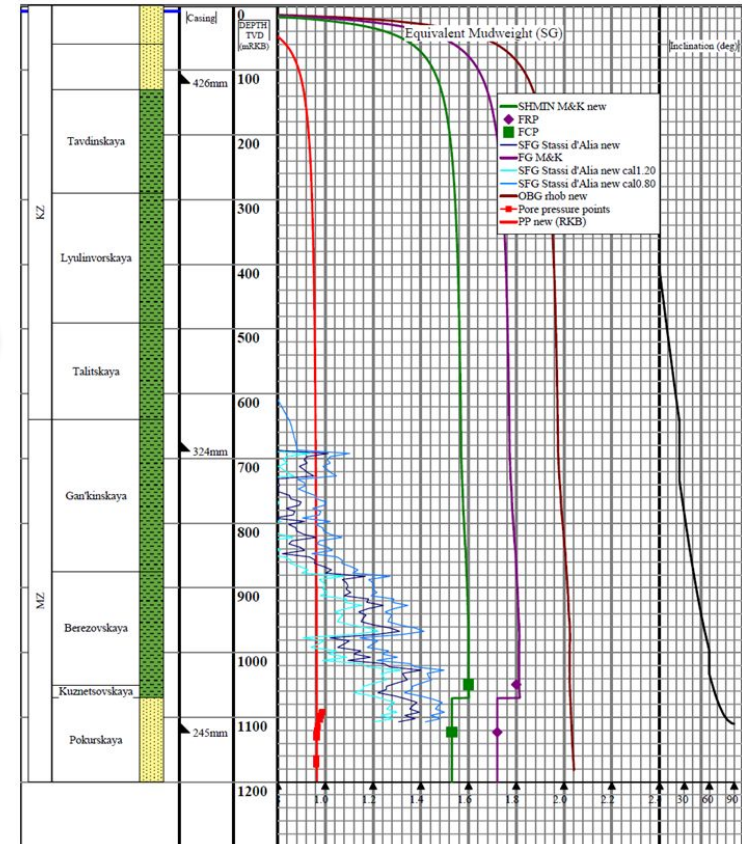


Прямые замеры пластового давления

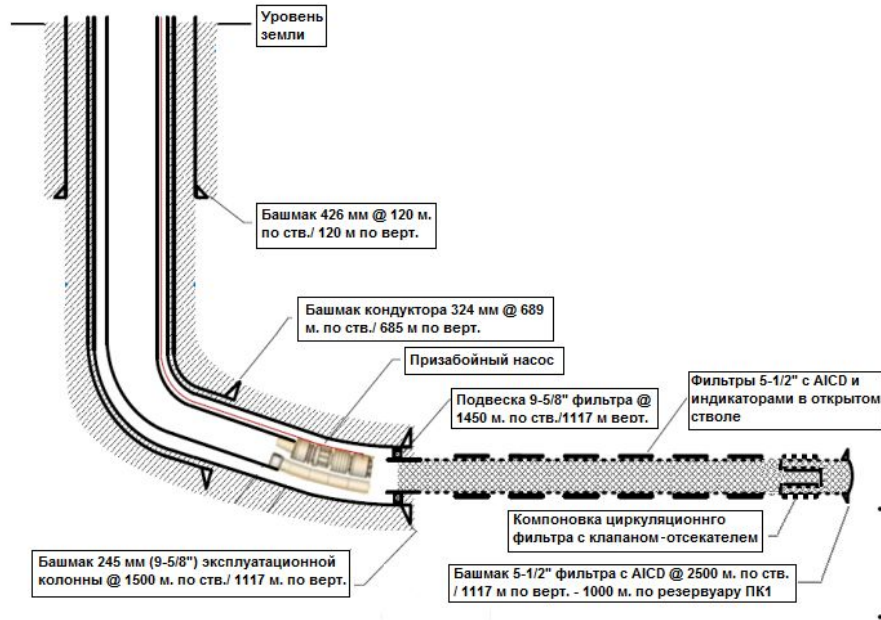


Расширенный комплекс ГИС в пилотном стволе

Вычисления в спец. ПО



# Компоновка заканчивания для скважины А

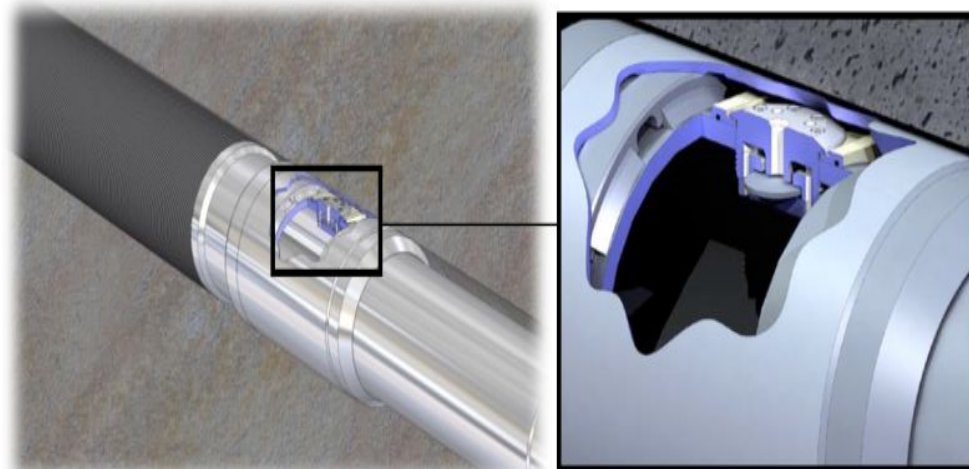
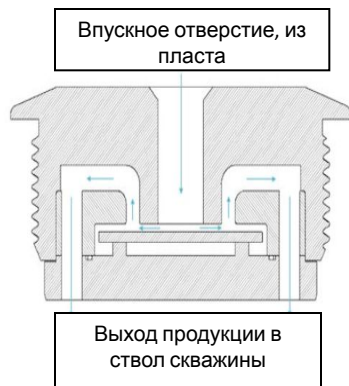


- Противопесчаные фильтры
- Автономные регуляторы притока
- Контейнеры с химическими маркерами
- Компоновка для выполнения ГНОС



## Автономные регуляторы притока

Цель применения регуляторов притока - ограничить поступление воды и газа при добыче высоковязкой нефти



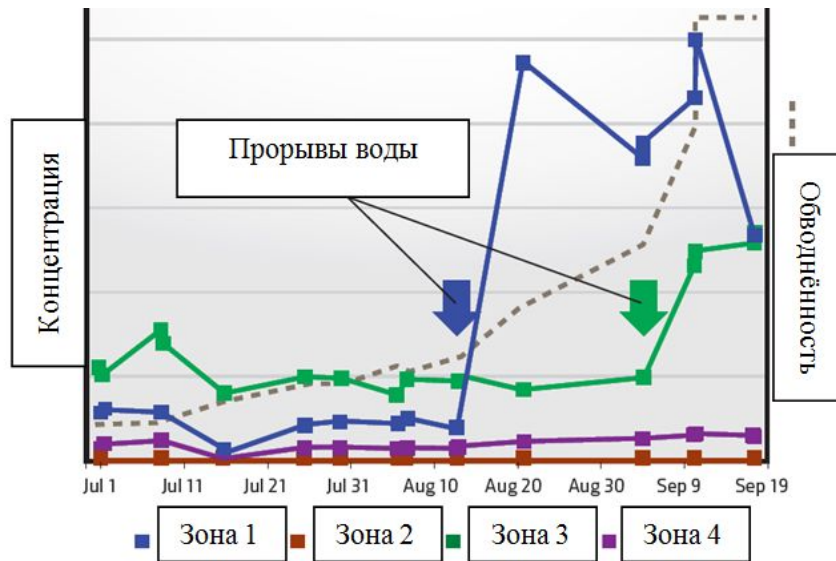
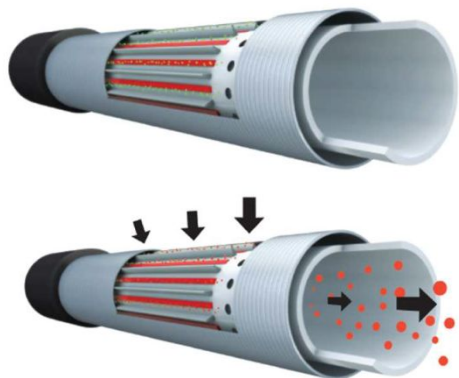
Более вязкие флюиды проходят сквозь регулятор с меньшим сопротивлением в сравнении с менее вязкими флюидами

\*SPE-145737; SPE-159634



## Химические индикаторы притока

Для качественной и количественной интерпретации притока по интервалам в компоновке заканчивания были использованы растворимые маркеры



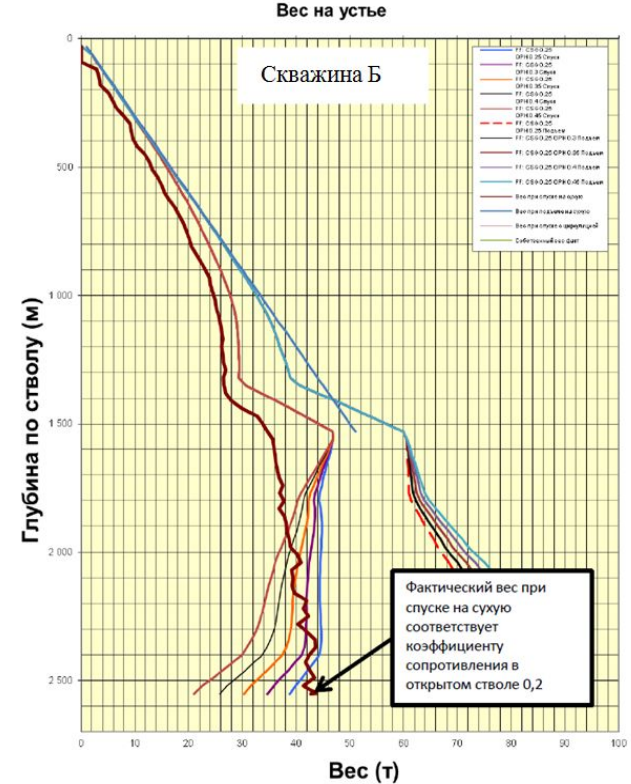
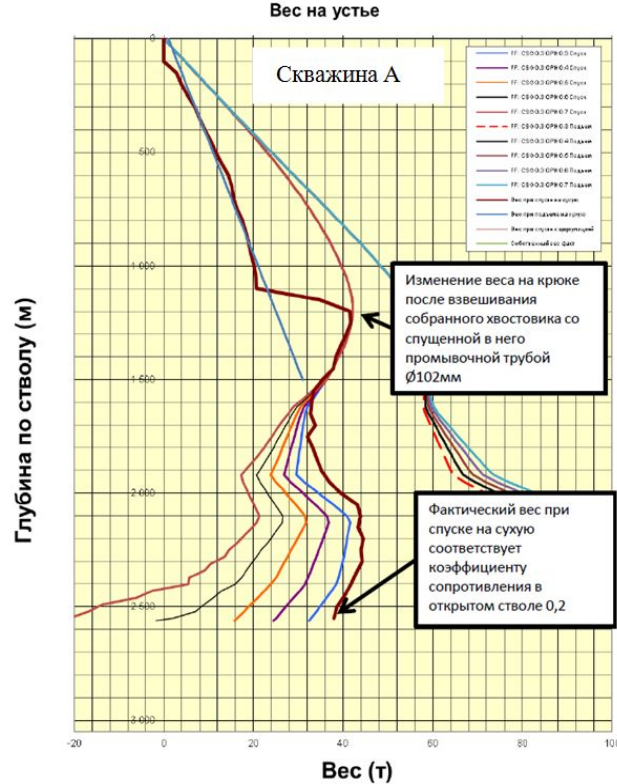
- В продукции скважин А и Б обнаружены все индикаторы
- Определены зоны максимального притока
- Прорывов газа и воды не произошло
- Контейнеры рассчитаны на бесперебойную работу до 400 суток

# Подготовка ствола скважины

## Обратная проработка

- Расход промывочной жидкости
- Скорость подъема КНБК
- Скорость вращения КНБК
- Контроль выноса шлама

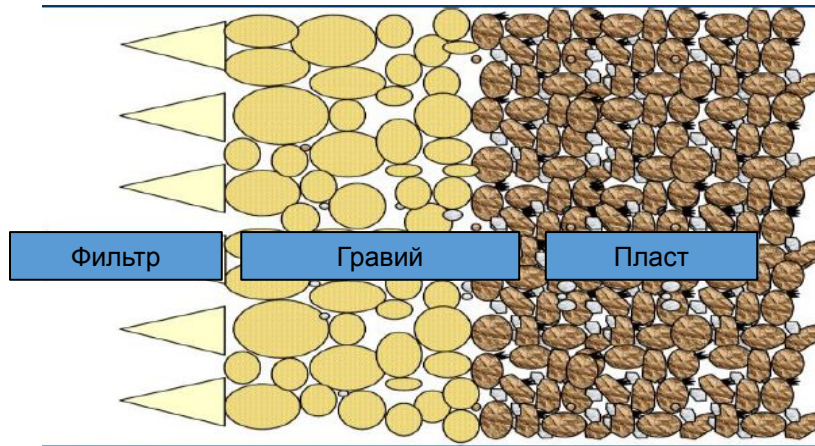
\*SPE-116555



# Гравийная набивка в открытом стволе (ГНОС)

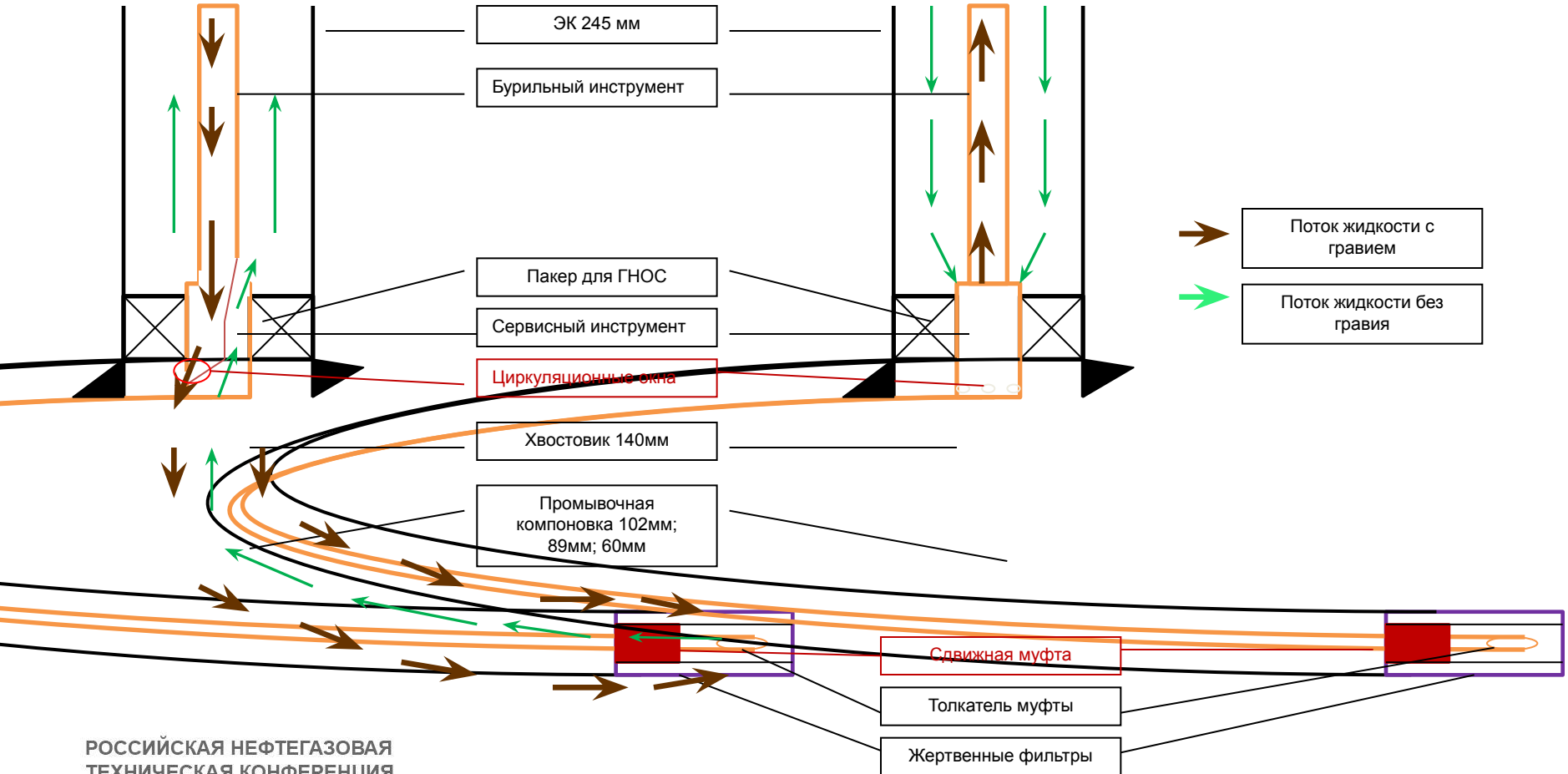
## Гравийная набивка в открытом стволе:

Ключевая задача ГНОС – формирование гравийной фильтрующей «подушки» между стенкой скважины и наружной поверхностью хвостовика, которая служит барьером для твёрдых частиц

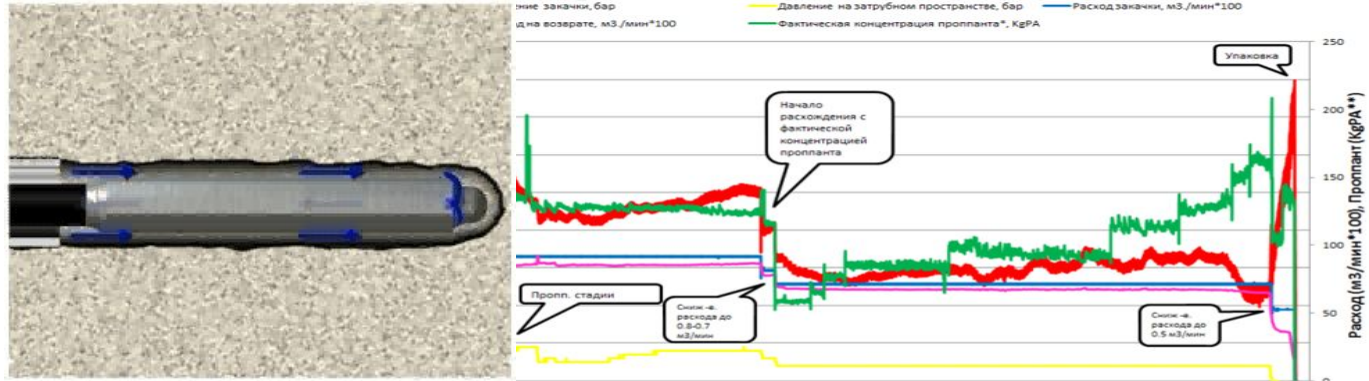


*Вынос песка из пласта ПК1 при использовании стандартной схемы заканчивания*

# Гравийная набивка в открытом стволе



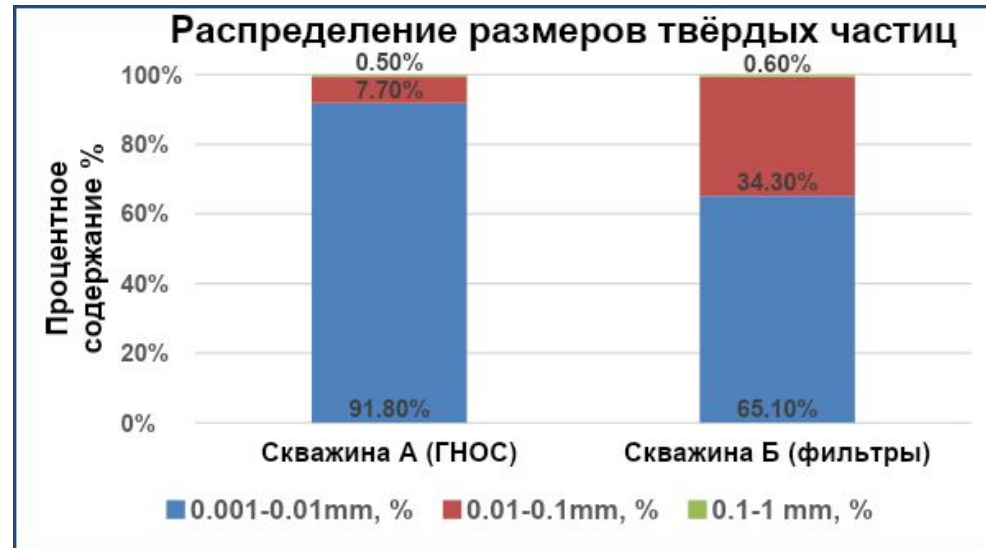
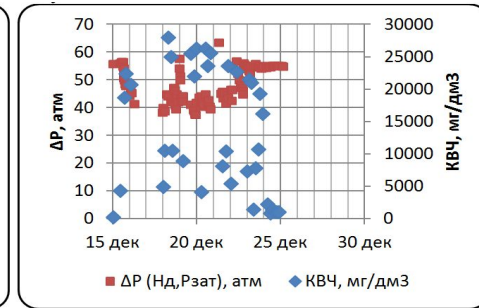
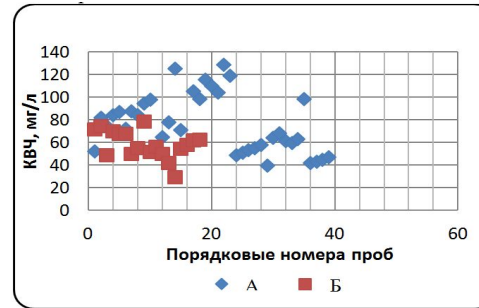
# Гравийная набивка в открытом стволе



\* - Концентрация пропанта пересчитана исходя из позиции ворот  
 \*\* - кг/м<sup>3</sup>, концентрация пропанта на объем "чистой" жидкости

# Гравийная набивка в открытом стволе

Описание	План	Факт	Примечание
Общая длина фильтров (с учётом жертвенных), м	1000	1066	
Количество устройств контроля притока, шт.	96	96	
Количество пар водо- и нефтерастворимых трассеров	6	6	
Закачено проппанта, т	25-27 для ID ОН 223мм	43,5	Сложности при планировании объёма, нет кавернометрии после обратной проработки
Коэффициент заполнения, д. ед.	0,7-0,8 для ID ОН 223мм	1,18 для ID ОН 223мм 0,81 для ID ОН 251,5 мм	
Использовано раствора, м3	473	464	
Расход, л/мин	900-700	900-500	
Давление при обработке не более, атм.	80	80	



# Результаты и выводы

- ✓ Рекордная длина горизонтального участка (1142м)
- ✓ Применение автономных регуляторов притока
- ✓ Применение носителей трассерных индикаторов
- ✓ Рекордная по объёму (43,6т) операция по гравийной набивке
- ✓ Концентрация твёрдых частиц снижена в 5-200 раз
- ✓ Проект признан успешным, инициирована полномасштабная разработка месторождения



*Фонтанная арматура скважины А*



**РОССИЙСКАЯ НЕФТЕГАЗОВАЯ  
ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ  
И ВЫСТАВКА SPE**

**24–26 октября 2016**  
ЦМТ, Москва, Россия

# Вопросы

