



Создание технологии и комплекса оборудования
для термохимического воздействия на
нефтегазоносные пласты с целью увеличения
добычи углеводородного сырья



Директор по НИОКР ООО «УК «Группа ГМС» **Лищук А.Н.**
Проректор по взаимодействию с ИП ТюмГУ **Голубев Е.В.**
Генеральный директор ООО «ЦНТ» **Заволжский В.Б.**

ПРОЕКТ В РАМКАХ КОНТРАКТА С МИНОБРНАУКИ РФ



Данная технология и комплекс оборудования создаются в рамках контракта АО «Сибнефтемаш» с Минобрнауки РФ по реализации комплексного проекта «Создание технологии и комплекса оборудования для термохимического воздействия на нефтегазоносные пласты с целью увеличения добычи углеводородного сырья и восстановления экологической обстановки на месторождениях взамен импортной технологии гидравлического разрыва пласта проппант – гелевыми составами» в рамках Постановления Правительства РФ № 218 при участии ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет».



СОСТАВ И ФУНКЦИИ УЧАСТНИКОВ ПРОЕКТА

**Минобрнауки
РФ**

Государственный контракт

Субсидии из федерального бюджета по ПП №218

**Группа ГМС
АО
Сибнефтемаш**

Инициатор проекта

Софинансирование, создание флота, отработка (ОПИ) и внедрение технологии

**ФГАОУ ВО
ТюмГУ**

Главной исполнитель НИОКТР

Лабораторные исследования, моделирование процессов, оптимизация составов БС, участие в проведении ОПИ

**ИБХФ РАН
им.
Н.М. Эмануэля**

Соисполнитель головного исполнителя НИОКТР

Обоснование методики (одно и двухтрубной схем закачки), моделирование процессов, оптимизация составов БС

**ООО «Центр
нефтяных
технологий»**

Подрядчик – консультант

Проведение ОПИ, оказание консультативных, сервисных услуг, инженерное сопровождение (геология, геофизика, разработка тех. регламентов)

**АО «ГосНИИ
«Кристалл»**

Исполнитель НИОКТР

Проведение работ по подбору и испытаниям химических реагентов БС, оптимизация составов БС

**ООО «Завод
«Синергия»,
УРАЛХИМ и др.**

Поставщики комплектующих и хим. реагентов

Поставка комплектующих силового блока для установок УНС и УНН, поставка хим. реагентов

Недропользователи



БАШНЕФТЬ



БИНАРНЫЕ СМЕСИ (БС) – водные растворы энерговывделяющего состава и инициатора реакций их разложения.

химические реакции при разложении растворов БС:

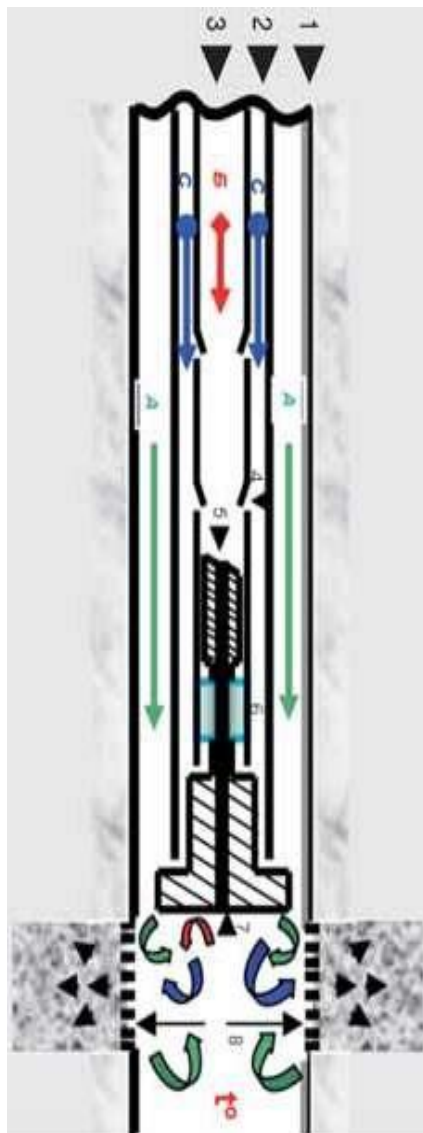


СОДЕРЖАНИЕ МЕТОДА:

Стимуляция притока нефти к добывающей скважине с помощью высокотемпературного воздействия газообразных и жидких продуктов разложения БС на призабойную зону.

ПРЕИМУЩЕСТВА МЕТОДА БС:

1. **отсутствие ограничений на объемы закачки** – *(повышение давления и температуры в зоне реакции);*
2. **возможность перенесения реакции в поровое пространство** – *(снижение опасного воздействия на колонну и цементный камень);*
3. **двухфазность газожидкостного (пенистого) разогретого флюида** – *(активное вымывание загрязнений, конвективный теплоперенос).*



Массовая доля солей в растворе, %	Объем раствора, м ³	Массовые доли веществ в растворе, т			Масса раствора, т	Плотность раствора, т/м ³
		NaNO ₂	NH ₄ NO ₃	H ₂ O		
70	30	14,08	16,33	13,09	43,5	1,45

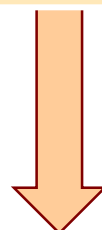
Химические реакции: $\text{NH}_4\text{NO}_3 + \text{NaNO}_2 \leftrightarrow \text{NH}_4\text{NO}_2 + \text{NaNO}_3$

$\text{NH}_4\text{NO}_2 \rightarrow \text{N}_2 + 2\text{H}_2\text{O} + Q$, $Q = 3750$ кДж/(кг селитры).

Общее тепловыделение: $Q_{\text{общ}} = 61,2$ ГДж

Объем выделяющегося азота: $V_{\text{общ}} = 4896$ ст. м³ (163 ст. м³/1 м³ раствора)

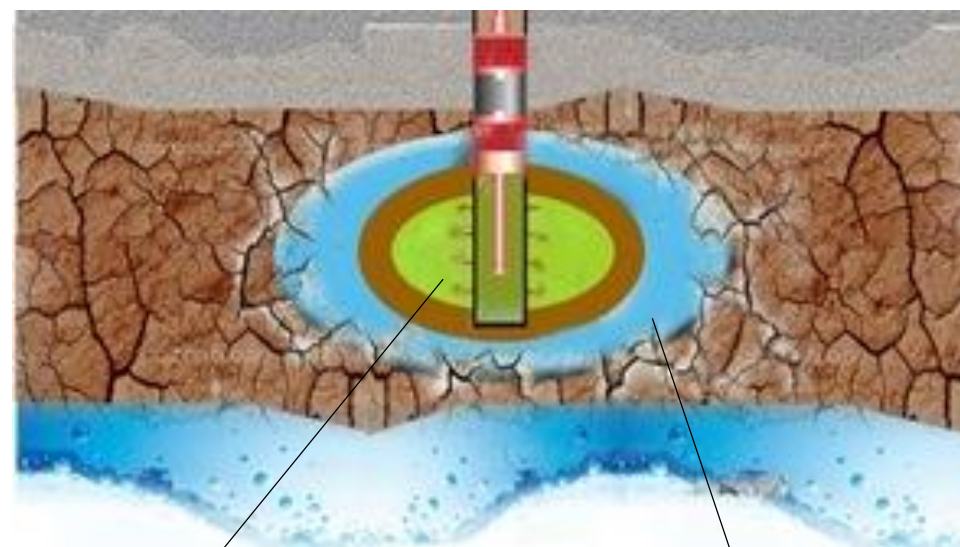
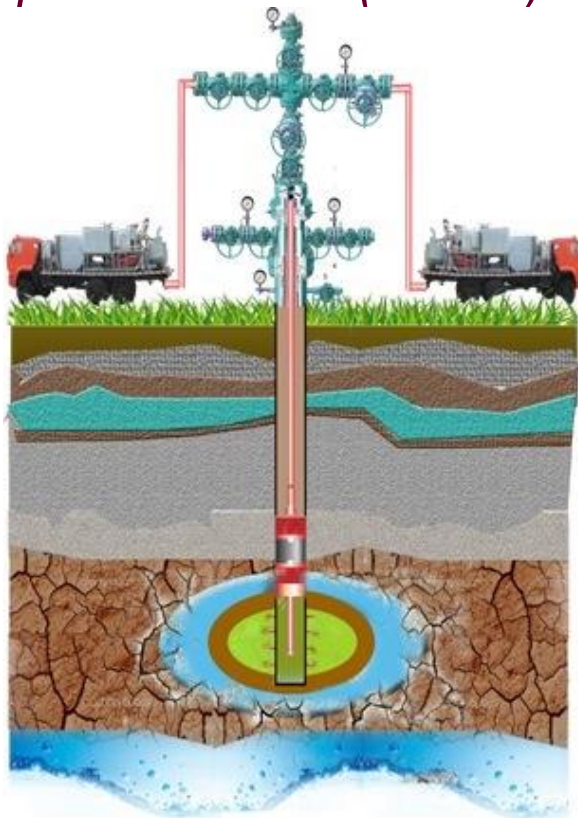
Эффективность разложения 1 т селитры в составе водного раствора бинарной системы	Значение
Теплота разложения селитры, МДж	3750
Объем выделившихся газов (в стандартных. условиях), ст. м ³	420 – 1050
Прирост средней температуры в пласте, °С	270
Предельное давление (в замкнутом объеме) выделившихся горячих газов (при 300 °С), МПа	270 – 810
Радиус зоны проникновения горячего газа (400 К/100 атм) при толщине пласта 1 м, м.	> 2 – 5



Значительный потенциал роста давления и температуры приводит к активному воздействию продуктов реакции на структуру пласта и флюиды в ПЗП

ОСНОВНЫЕ ЭФФЕКТЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

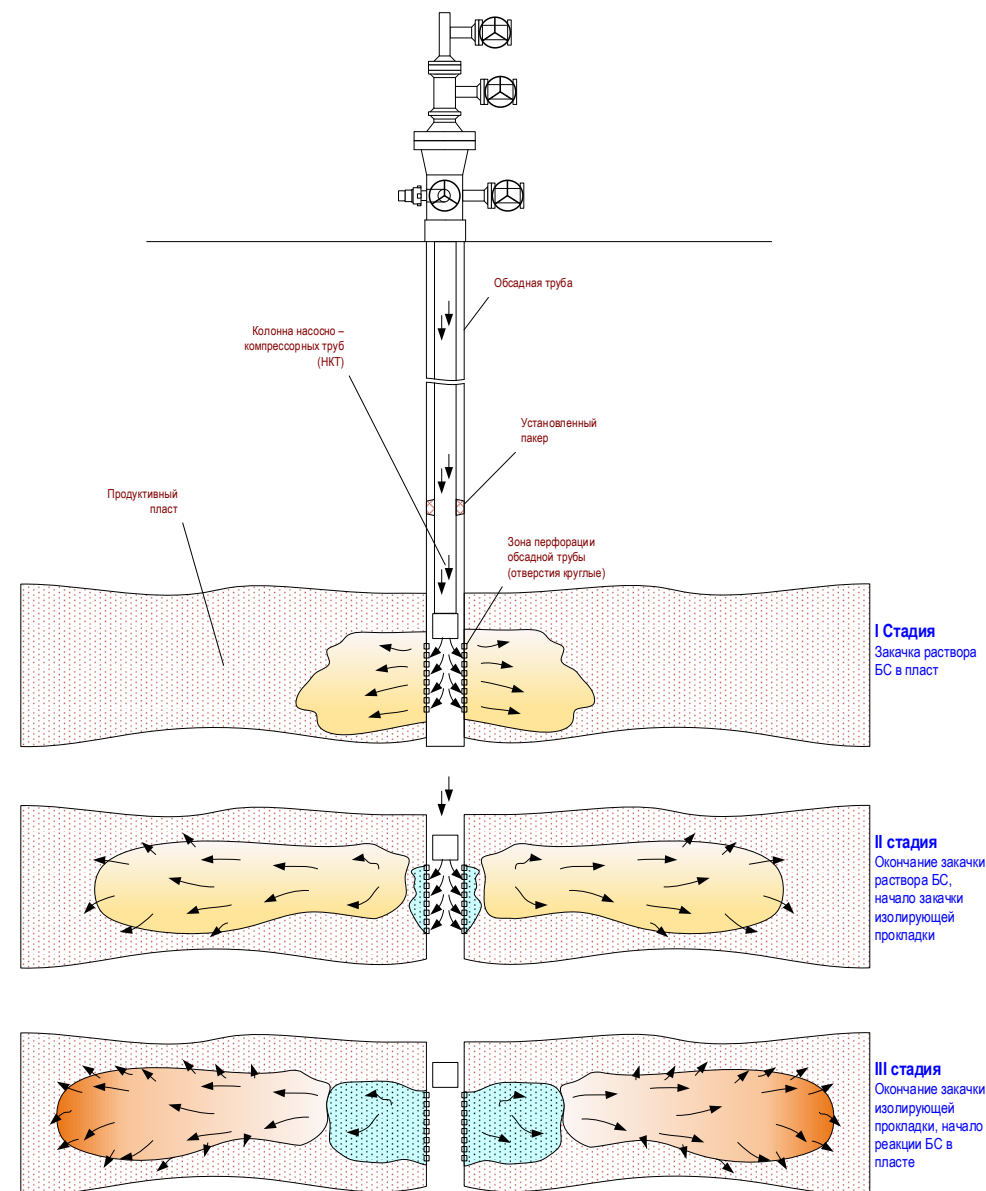
- Механическое воздействие на пласт за счет давления выделяющихся газов – *образование системы трещин вокруг скважины, повышение коэффициента охвата.*
- Тепловое воздействие экзотермических реакций – *понижение вязкости нефти.*
- Тепловое воздействие экзотермических реакций – *растворение парафинов и смол (АСПО).*



Зона реакции

Зона распространения
продуктов реакции

1. Снижение вязкости нефти за счет разогрева призабойной зоны.
2. Снижение скин – фактора за счет очистки призабойной зоны от колюматирующих отложений, парафинов и смол.
3. Увеличение проводимости призабойной зоны за счет возникновения дополнительных трещин (микро ГРП).
4. Снижение обводненности продукции за счет изменения отношения подвижностей нефти/воды при нагревании.



1. Термобарическое воздействие производится на призобойную и удаленную зоны в продуктивном пласте.
2. Закачка бинарного состава производится по трубному пространству (через НКТ).
3. Бинарный состав инициируется в удаленной зоне пласта.
4. В качестве активаторов используют не кислотные растворы.
5. Инициатор для запуска раствора распределяется во всем объеме, что обеспечивает полное разложение бинарного состава в продуктивном пласте.
6. Реакция разложения БС сопровождается быстрым выделением большого количества тепла и газов, которые создают в порах и трещинах давление, необходимое для расширения существующих трещин, дополнительного разрыва пласта и газо-температурного воздействия на пластовую нефть.
7. Безопасность обеспечивается постоянным контролем реакции, дистанционным и автономным геофизическими забойным термометрами и последовательной закачкой стабильного бинарного состава с активатором.
8. Имеется возможность регулирования индукционного периода запуска бинарного состава.

ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ, РЕАЛИЗУЕМАЯ НА УСИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ



- 1. Заготовка бинарного состава в объеме 30 м³ с концентрацией солей 60 – 75 %.*
- 2. Спуск НКТ с пакером для локализации интервала обработки и выполнение комплекса ГИС (определение температурного фона и профиля приемистости скважины).*
- 3. Последовательная закачка активатора, бинарного состава с инициатором, закачка кислоты и продавка технической водой*
- 4. Регистрация забойных температур и давления прибором ГИС в интервале перфорации и по стволу скважины во время закачки и в процессе реагирования бинарного состава (24 часа).*
- 5. Регистрация устьевых давлений в процессе реагирования бинарного состава в призабойной и удаленной зонах продуктивного пласта (24 часа).*

2008 год (1 скважина)

1 скважина ООО “Лукой-Коми” (№ 3146)

2009 год (4 скважины)

1 скважина ООО “ЛУКОЙЛ-Зап. Сибирь” (№ 183)

1 скважина ООО “Мегионнефть” (№ 1725)

2 скважины ООО “ЛУКОЙЛ-Пермь” (№№ 613, 229)

2010 год (2 скважины)

1 скважина ООО “ЛУКОЙЛ-Пермь” (№ 169)

2011 год (7 скважин)

2 скважины ООО “ЛУКОЙЛ-Коми”

(№№ 1242, 3003 по технологии ИБХФ РАН)

5 скважины ООО “Печоранефть” (№№ 127, 122, 104, 512, 514)

2012 год (1 скважина)

1 скважина ООО “Байтекс” (№1639)

2013 год (8 скважин)

2 скважины ООО “ЛУКОЙЛ-Коми” (№№ 4255, 1005)

2 скважины ООО “Томскнефть” (№№ 942, 357)

3 скважины ООО “ЛУКОЙЛ-Пермь” (№№ 905, 924, 2024)

1 скважина ООО “Байтекс” (№1536)

ИТОГ:

В период с **2008** по **2013** годы
проведены **22** скважино –
операции на различных
месторождениях РФ

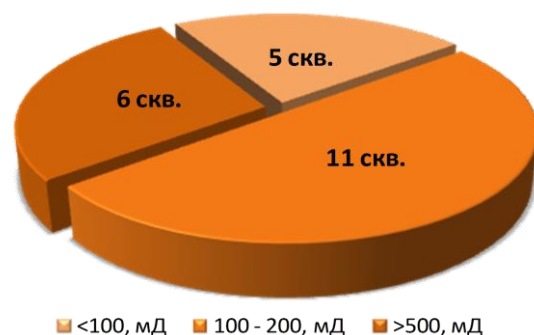
СТАТИСТИКА РЕЗУЛЬТАТОВ

Тип коллектора

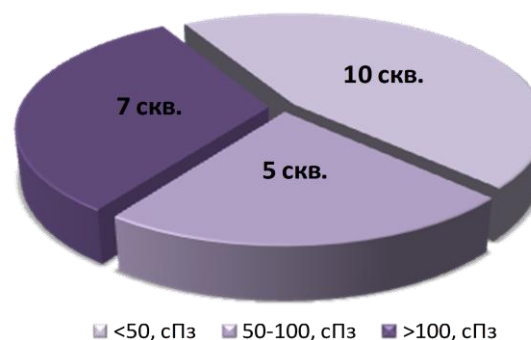


	min	max
Проницаемость, мД	12	555
Вязкость, сПз	2	700
Закачка БС, м ³	2,6	30
Дебит нефти до обработки, м ³ /сут	0,5	37
Обводненность до обработки, %	0	71
Продолжительность эффекта, дни	180	>1000
Прирост дебита нефти, %	33	542

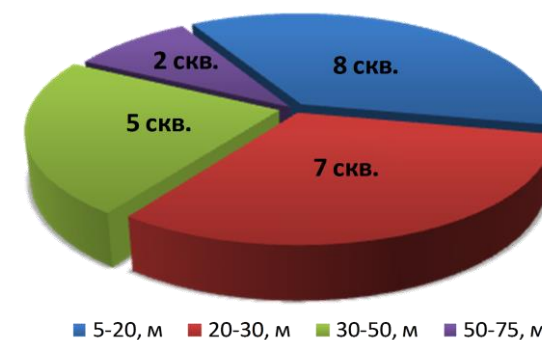
Распределение проницаемости по исследуемым объектам



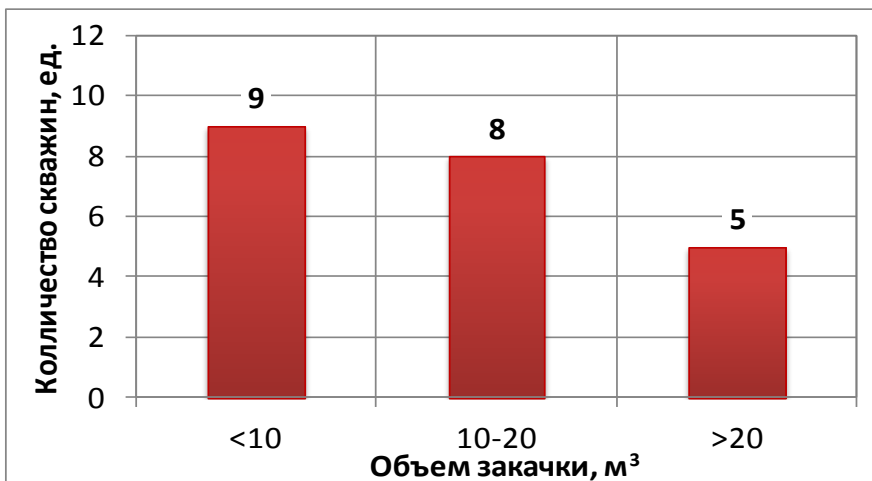
Распределение вязкости



Распределение эффективных мощностей

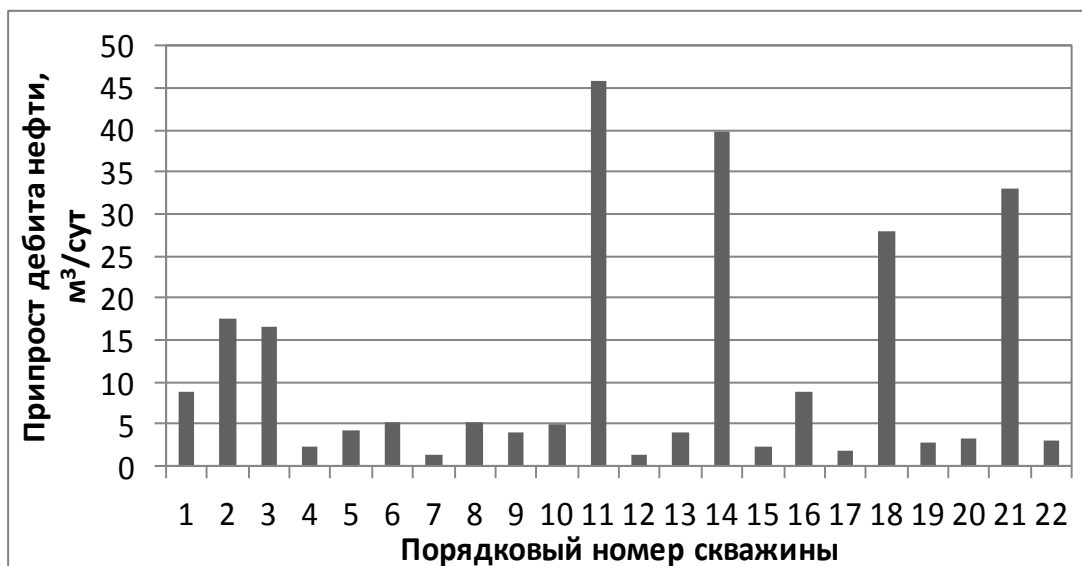


РЕЗУЛЬТАТЫ ОПЫТНО – ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ТЕХНОЛОГИИ ТГХВ БС

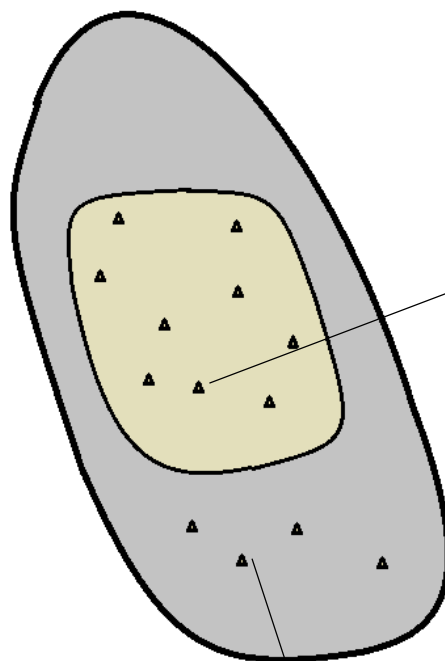


Прирост дебита нефти наблюдался в 100% случаев обработки.

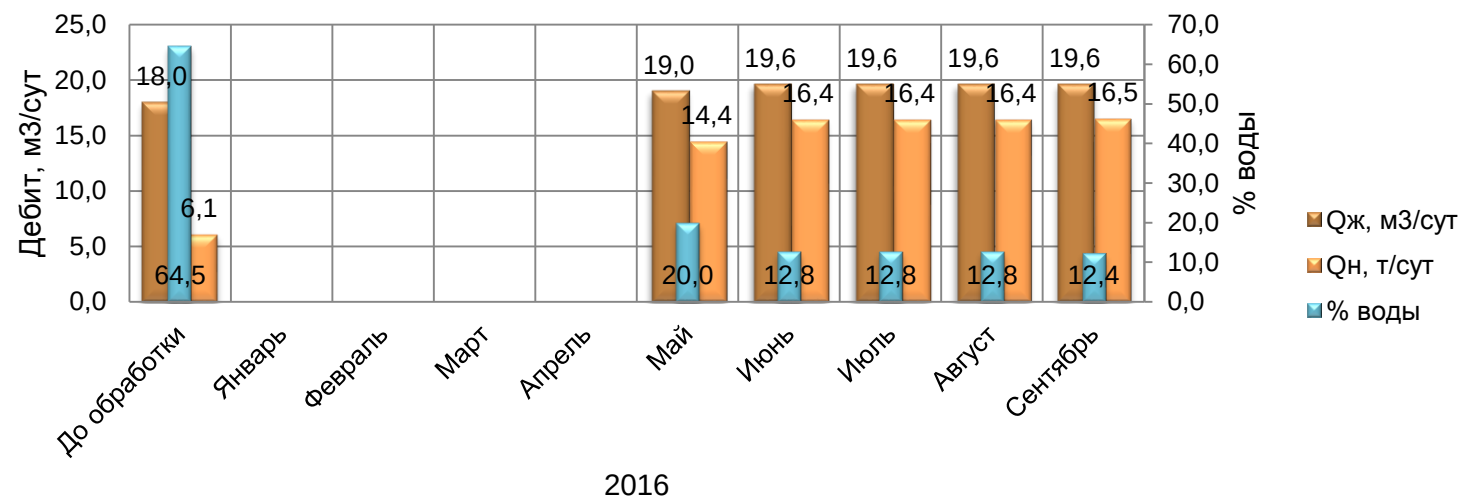
Средняя продолжительность эффекта прироста дебита нефти после обработки – 424 дня.



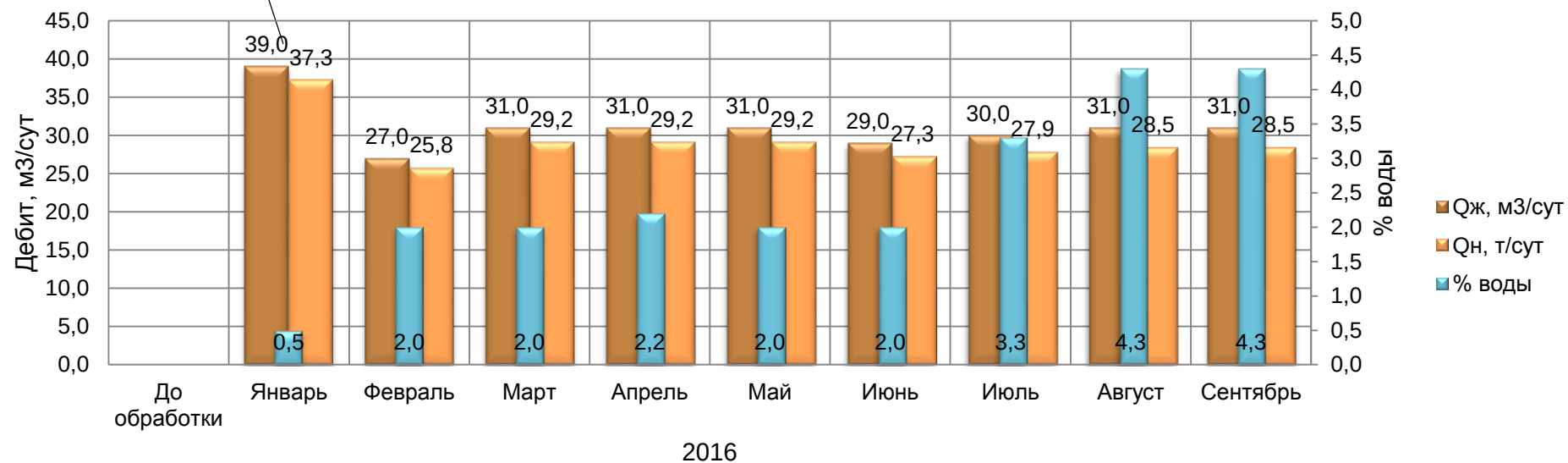
ОПЫТНО – ПРОМЫШЛЕННОЕ И ПРОМЫШЛЕННОЕ ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТГХВ БС В ООО «ЛУКОЙЛ – КОМИ» (2015-2016 гг.)



Скважина N
Дата обработки 30.04.2016

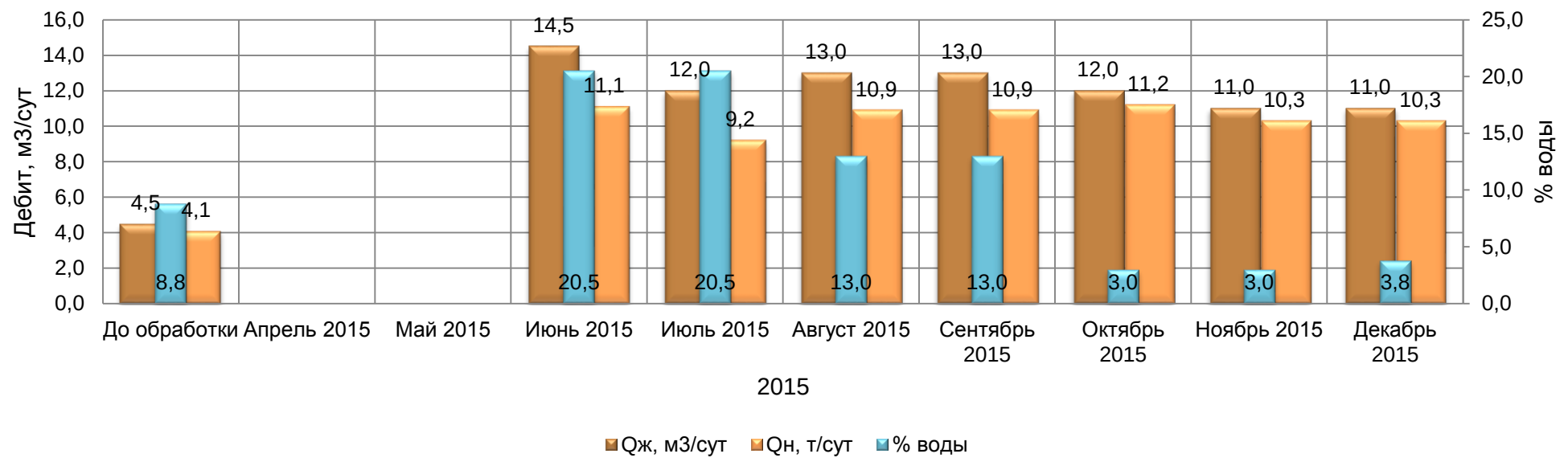


Скважина N1
Дата обработки 11.08.2015



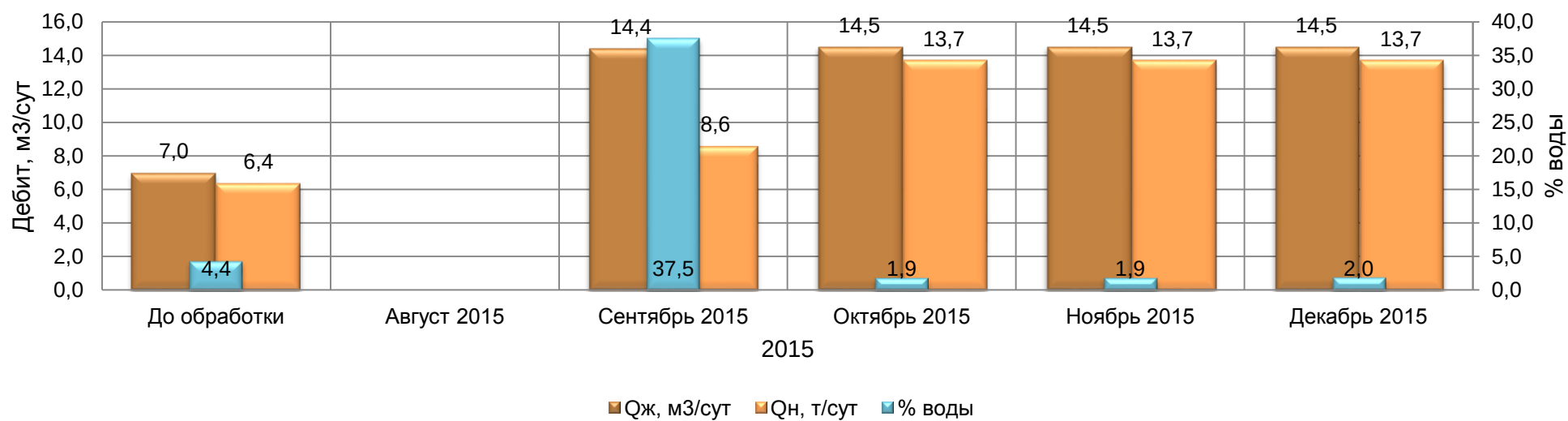
Скважина 3423

Дата обработки 30.04.2015



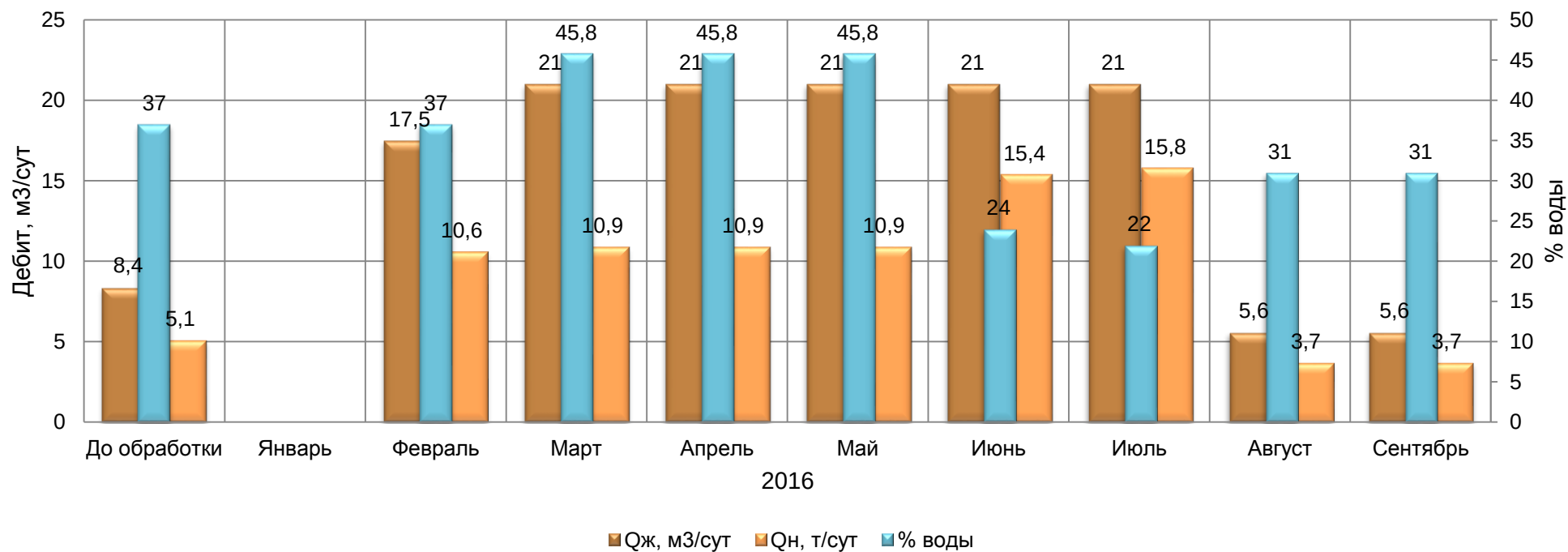
Скважина 3417

Дата обработки 04.09.2015



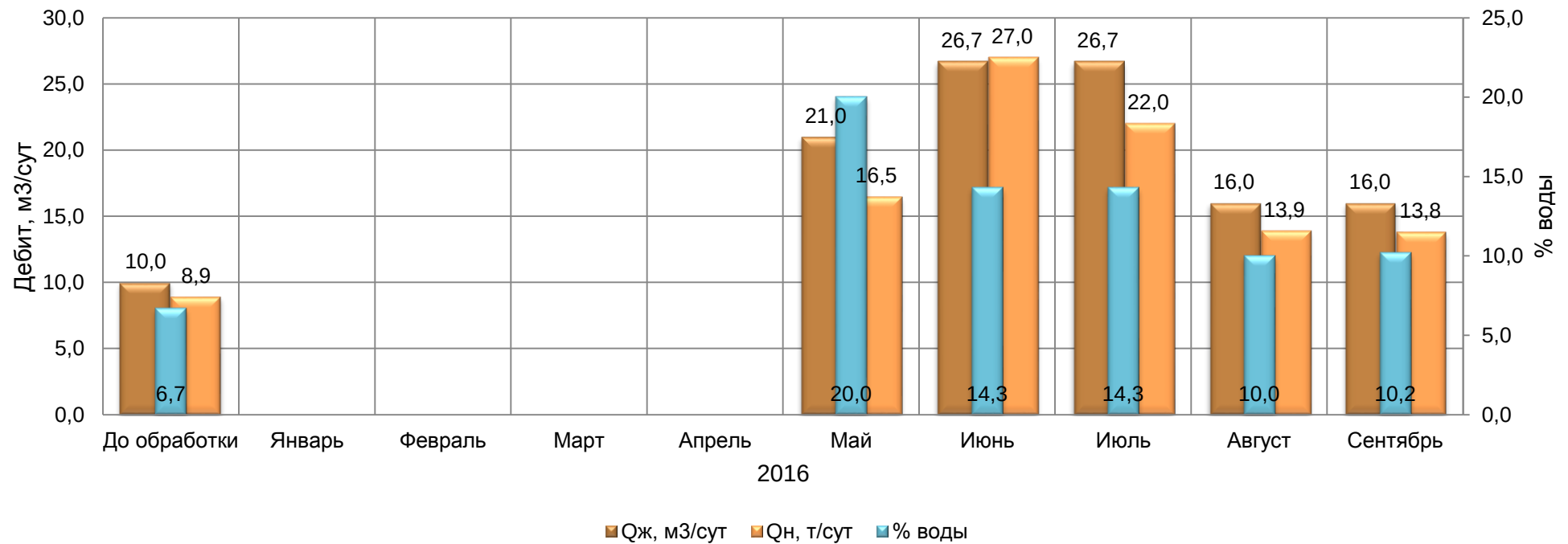
Скважина 1367/куст 104

Дата обработки 21.10.2015



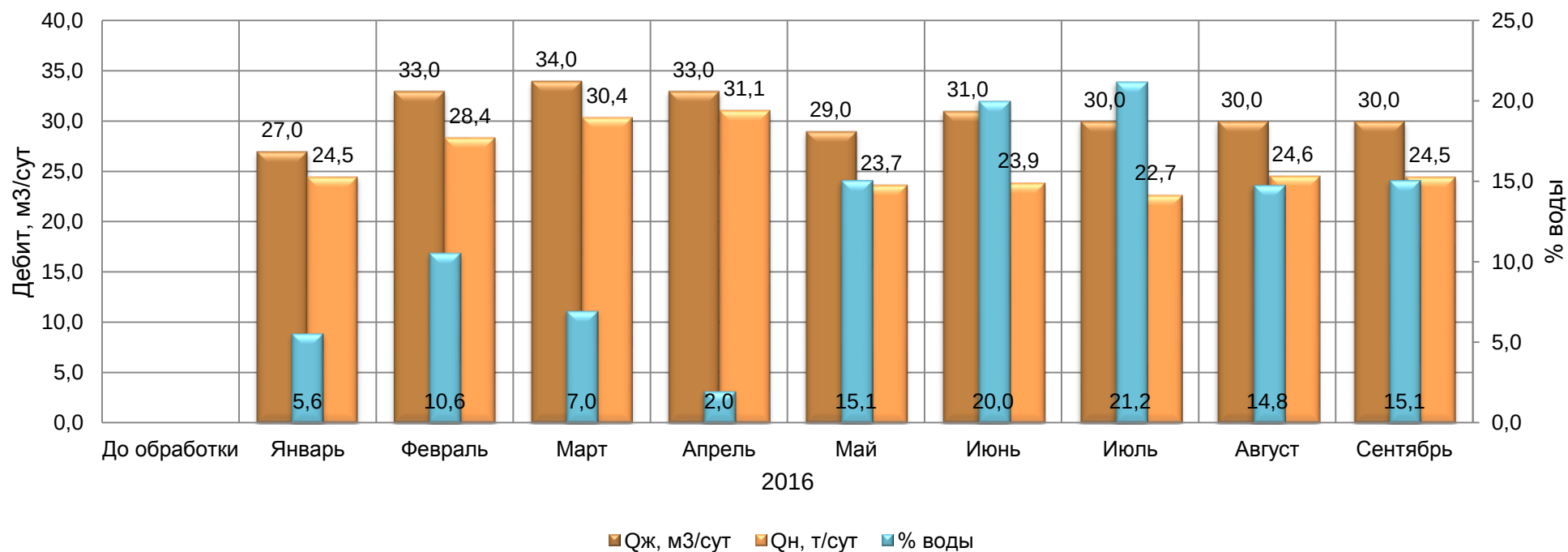
Скважина 5102/22гс

Дата обработки 26.04.2016



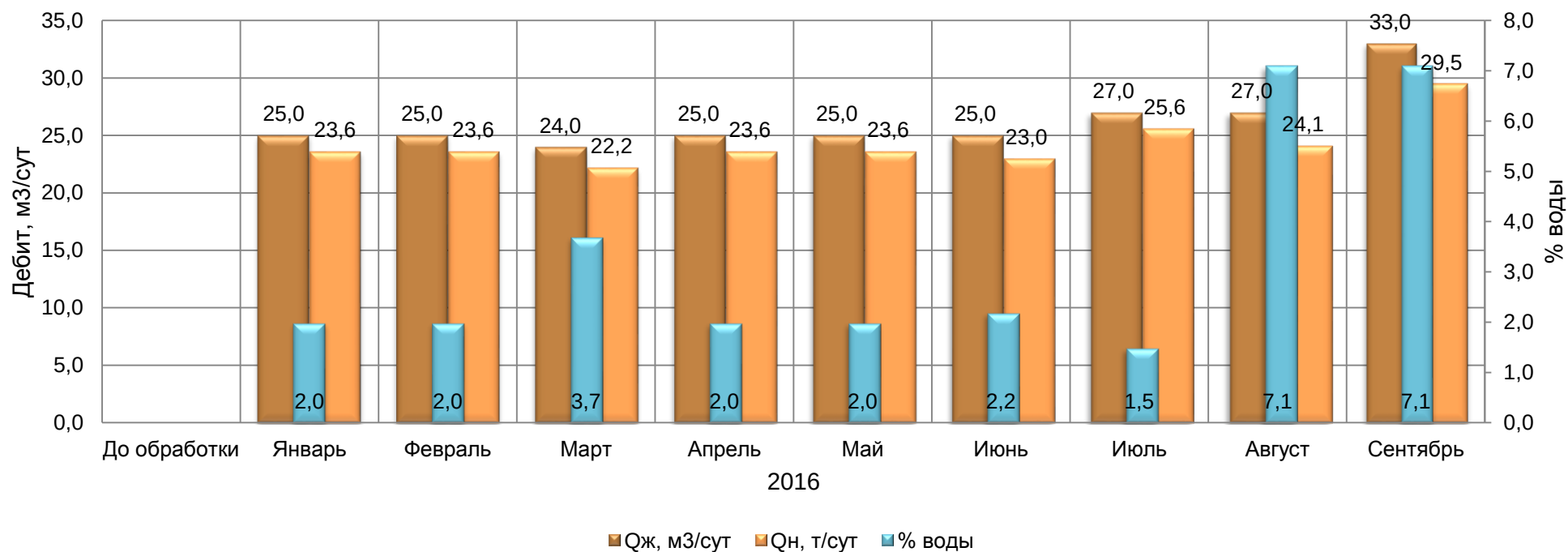
Скважина 3604/куст 23гс (из бурения)

Дата обработки 28.05.2015



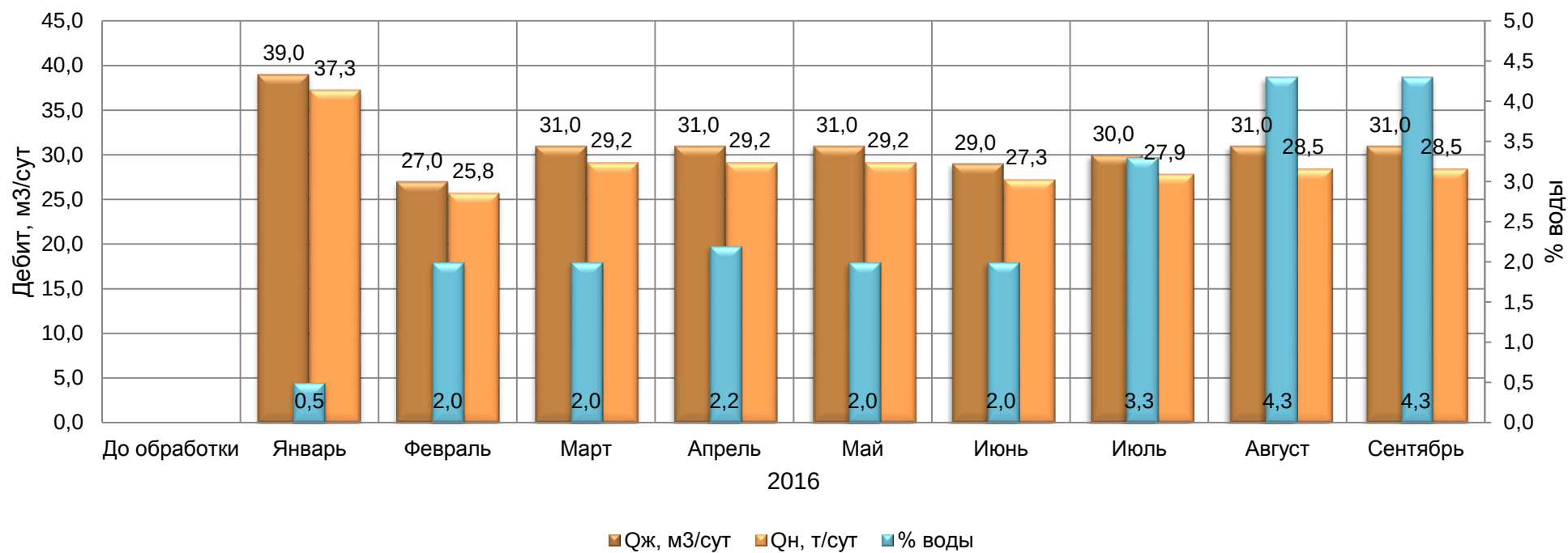
Скважина 5331/куст 50гс (из бурения)

Дата обработки 28.06.2015



Скважина 3603/куст 23гс (из бурения)

Дата обработки 11.08.2015



2014 год (программа ОПР)

3 скважины (№№ 3437, 3438, 3443).

эффективность работ за 2014 – 2015 годы составила **10 328 т нефти (3442 т/скв)**

2015 год (программа ПР)

21 скважина.

эффективность работ за 2015 год составила **30 805 тонн нефти (1467 т/скв)**

2014 – 2015 годы (программа ОПР и ПР)

24 скважины.

эффективность работ за 2014 – 2015 годы составила **41 133 тонны нефти (1714 т/скв)**

ОКУПАЕМОСТЬ МЕТОДА – 274 т дополнительно добытой нефти для 1 скважины

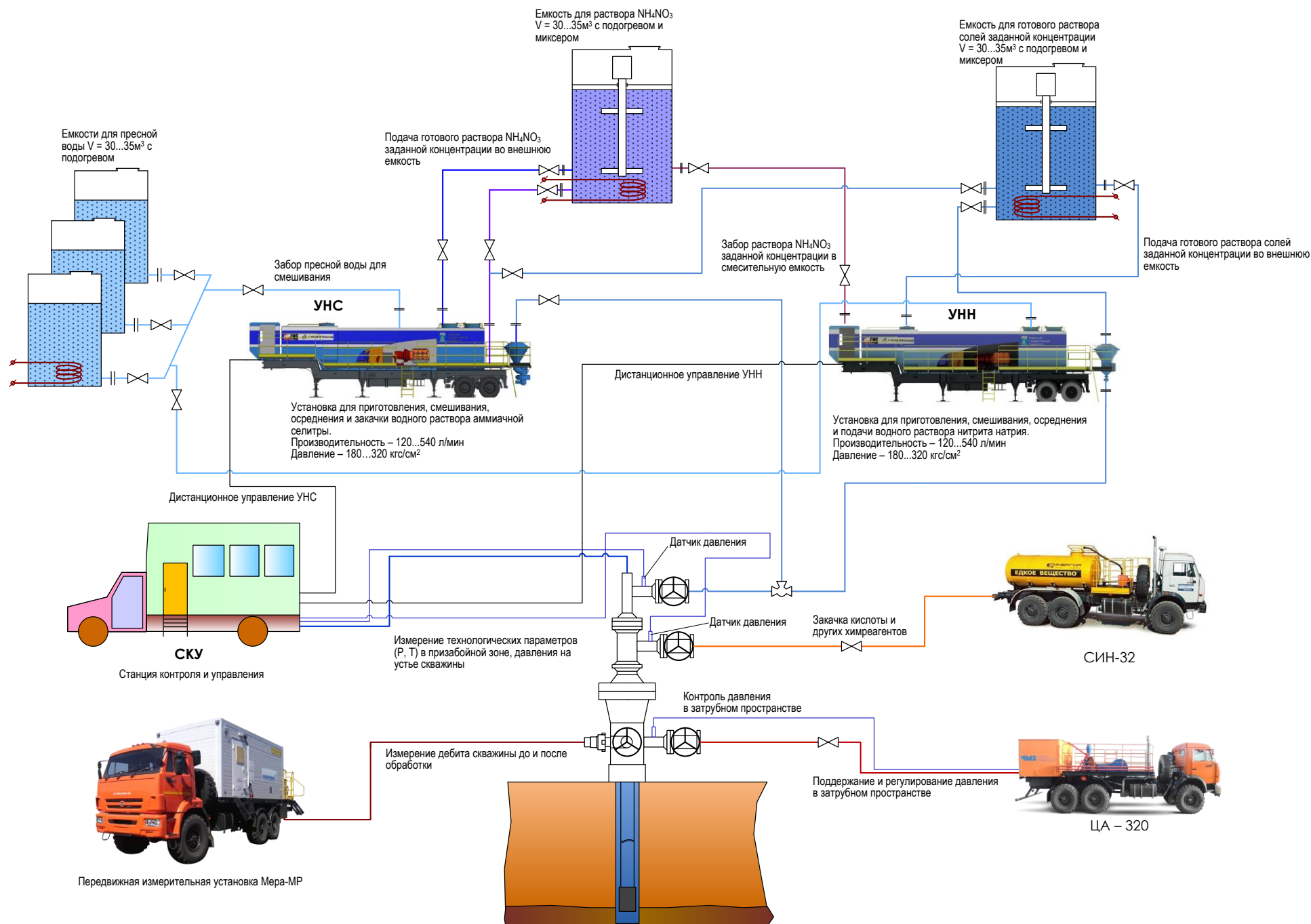
2016 год (программа ПР)

запланировано 30 скважин – в работе не закончено;

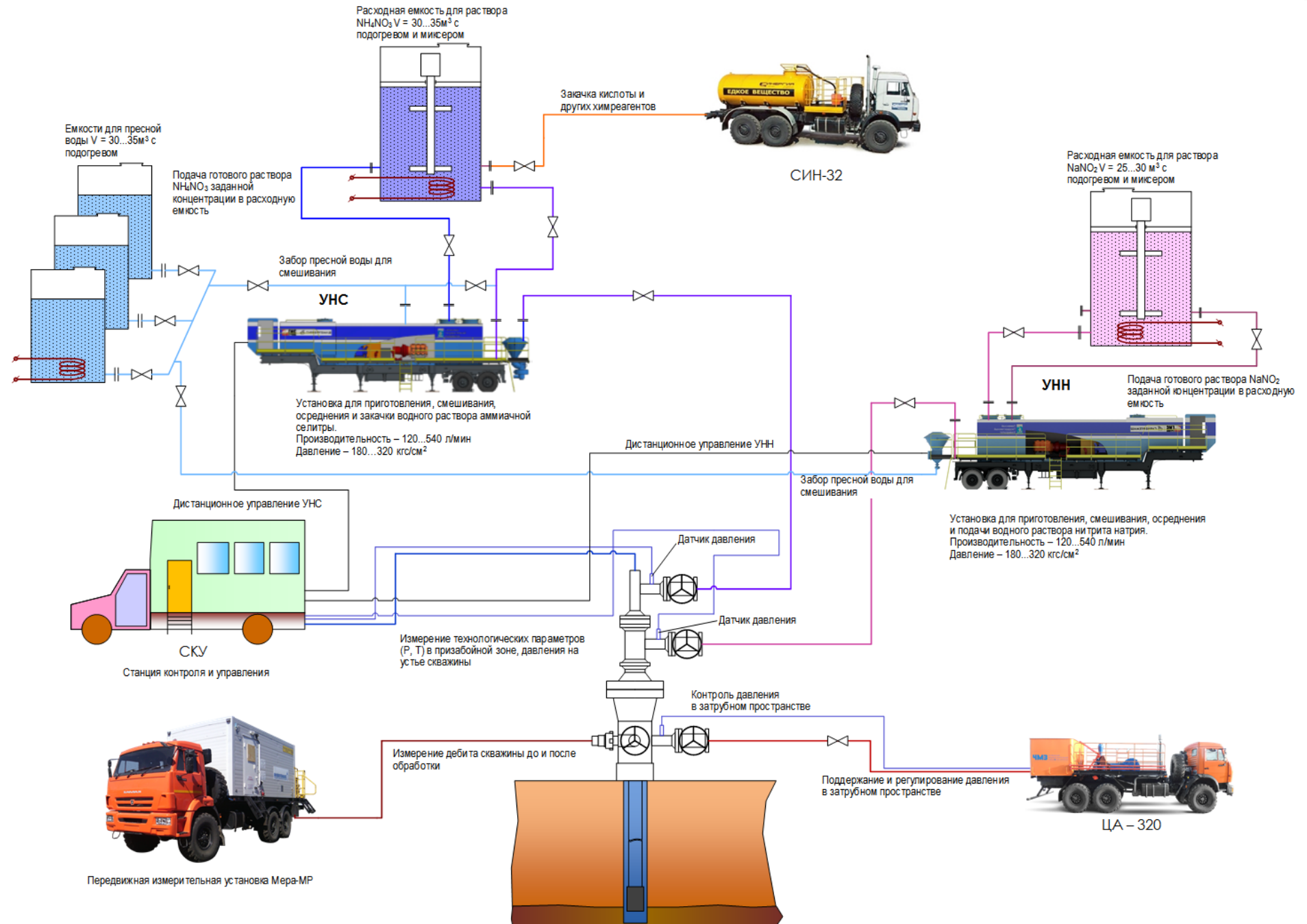
2017 год – Самаранефтегаз, Оренбургнефть в работе не закончено

Проект на 2017 – 2018 годы (программа ОПР на Ярегском м/р планируется)

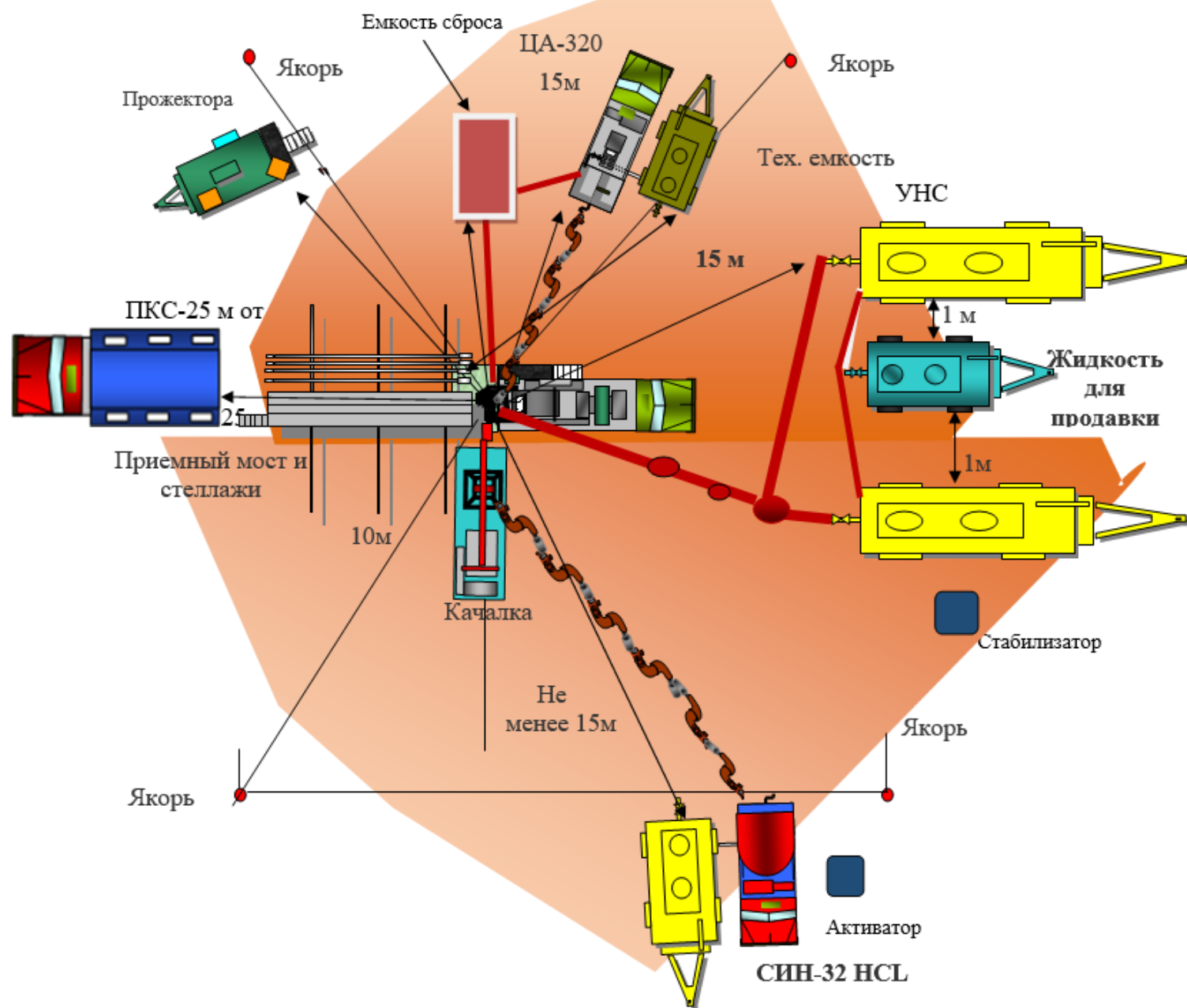
УКРУПНЕННАЯ СХЕМА ЗАКАЧКИ БС В СКВАЖИНУ (ОСНОВНАЯ)



УКРУПНЕННАЯ СХЕМА ЗАКАЧКИ БС В СКВАЖИНУ (ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ)

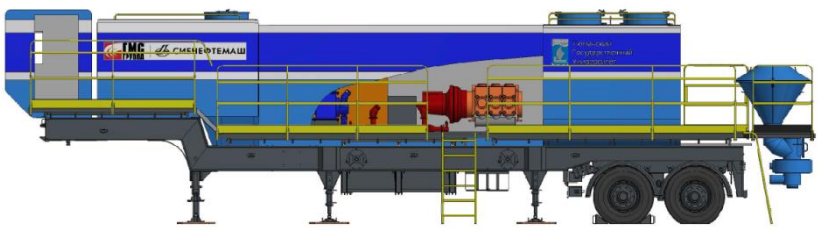
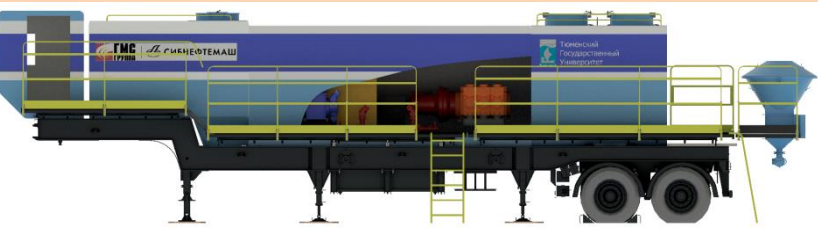
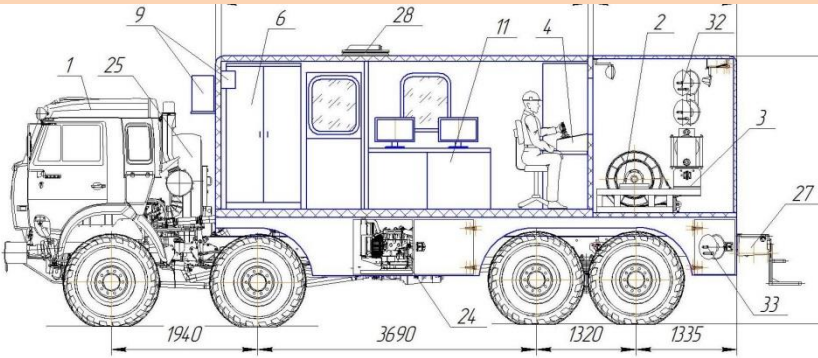


ТИПОВАЯ СХЕМА РАССТАНОВКИ ОБОРУДОВАВАНИЯ ПРИ ТГХВ



ПРЕДЛАГАЕМЫЙ СОСТАВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА



Общий вид установки	Наименование	Назначение
	Установка насосная селитры (УНС)	Установка предназначена для смешивания, приготовления, осреднения водных растворов аммиачной селитры NH_4NO_3 с требуемыми свойствами, закачки готового раствора из расходной или внешней емкости в пласт, обеспечивая требуемые технологические режимы, с добавлением к раствору жидких и сыпучих химических реагентов с заданными свойствами в заданном количестве
	Установка насосная нитрита натрия (УНН)	Установка предназначена для смешивания, приготовления, осреднения водных растворов нитрита натрия NaNO_2 с требуемыми свойствами, закачки готового раствора из расходной или внешней емкости в пласт, обеспечивая требуемые технологические режимы, с добавлением к раствору жидких и сыпучих химических реагентов с заданными свойствами в заданном количестве
	Станция контроля и управления (СКУ)	СКУ предназначена для непрерывного мониторинга параметров температуры и давления на забое и на устье скважины, а также автоматизированного управления работой УНС и УНН в зависимости от измеряемых параметров, используя оригинальное ПО управления технологическим процессом закачки БС и управления процессом термохимической реакции на забое и в ПЗП

№ п/п	Наименование	Значение
1	Транспортная база	Полуприцеп
2	Габаритные размеры, мм, не более: – длина – ширина – высота	14 000 2 550 4 000
3	Максимальная скорость передвижения, км/ч	80
4	Производительность смешивания, л/мин при концентрации селитры 1,92 кг/л воды: – минимальная – максимальная	55 110
5	Максимальная скорость подачи порошка, кг/мин	Ручная подача
6	Привод исполнительных механизмов	Гидравлический и пневматический
7	Количество циркуляционных (консольных) насосов	2 – центробежных 1 – двухфазный насос-смеситель
8	Рабочий объем отсеков №1 и №2 осреднительной емкости, м ³	5 (×2)
9	Рабочий объем расходной емкости, м ³	10
10	Система дозирования и подачи порошка (селитры)	Ручная подача
11	Наибольшая производительность заправки готового раствора (из расходной емкости), л/мин	660
12	Наибольшее давление заправки готового раствора, кгс/см ²	675
13	Электрическая система	Сеть постоянного тока, 24 В
14	Режим управления: – основной – резервный	Дистанционный, от АСУ с пультом, смонтированным в СКУ Управление с пульта ПКУ УНС

№ п/п	Наименование	Значение
1	Транспортная база	Полуприцеп
2	Габаритные размеры, мм, не более: – длина – ширина – высота	14 000 2 550 4 000
3	Максимальная скорость передвижения, км/ч	80
4	Производительность смешивания, л/мин при концентрации селитры 1 кг/л воды: – минимальная – максимальная	55 110
5	Максимальная скорость подачи порошка, кг/мин	Ручная подача
6	Привод исполнительных механизмов	Гидравлический и пневматический
7	Количество циркуляционных (консольных) насосов	3
8	Рабочий объем отсеков №1 и №2 осреднительной емкости, м ³	5 (×2)
9	Рабочий объем расходной емкости, м ³	10
10	Система дозирования и подачи порошка (селитры)	Ручная подача
11	Наибольшая производительность заправки готового раствора (из расходной емкости), л/мин	660
12	Наибольшее давление заправки готового раствора, кгс/см ²	675
13	Электрическая система	Сеть постоянного тока, 24 В
14	Режим управления: – основной – резервный	Дистанционный, от АСУ с пультом, смонтированным в СКУ Управление с пульта ПКУ УНН

УНС, УНН. ОБЩИЙ ВИД, РАБОЧЕЕ ПОЛОЖЕНИЕ





- ☐ **Бинарный состав с инициатором – 15 м³**
 - *закачка по отдельной линии через станцию контроля и обратный клапан*

- ☐ **Буфер тех. воды – 0,5 м³ по линии нагнетания БС**
 - *для промывки насосов и линии от БС*

- ☐ **Буфер тех. воды – 0,5 м³ по линии нагнетания КС**
 - *для промывки насосов и линии от КС*

- ☐ **Кислотный состав – 7 м³**
 - *закачка соляной кислоты по отдельной линии*

- ☐ **Продавка технической водой – 9 м³**
 - *продавка по линии закачки БС*

Параметры работы скважины после обработки

Первоначально был дебит по жидкости 2 м³/сут, по нефти 1 т/сут по обоим скв. 85 Бобровского м/р и 1613 Скворцовского м/р АО "Оренбургнефть" (входит в НК Роснефть).

На 31.07.2017 (данные Оренбургнефти):

По скв. 85 Бобровского м/р:

Qж – 23 м³/сут

Qн – 8,4 т/сут

W – 55,3 %

Ндин. – 1950м

По скв. 1613 Скворцовского м/р:

Qж – 34 м³/сут

Qн – 12,3 т/сут

W – 56 %

Ндин. – 1947 м





Работы ведутся с использованием нового специализированного оборудования на низкодебитном фонде Обошинского, Красногородетского и Шумолгинского месторождений

