

Система Новых Технологий



Проект СНТ

«Технологии кислотных обработок на карбонатных коллекторах НК-Роснефть»

Отчет о проведенных СКО ООО «РН-Северная Нефть» (г. Усинск, респ. Коми)

Ширнен А.А. менеджер проекта рабочей группы ГРП СНТ



Объекты испытаний

• Цель:

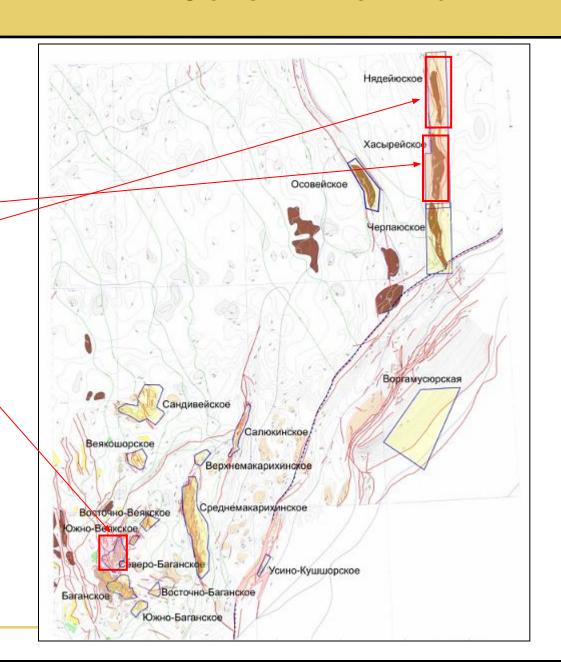
Испытание потокоотклоняющей технологии «Химеко-Н»— геля на углеводородной основе ЗАО «Химеко-ГАНГ»

Объекты:

- **5016** скв (Хасырей)
- 9 abrycta
- 6004 скв (Нядейю)
 12 августа
- 619 скв (Сев.-Баган)
- 15 августа
- 10 скв (Нядейю)
- 17 августа
- 6005 скв (Нядейю)
- 24 августа

• Исполнитель:

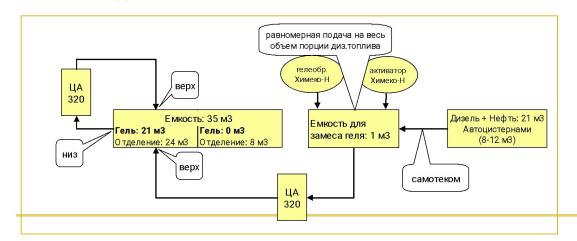
КРС ООО «РН-Северная Нефть» + инженерное сопровождение (СНТ) + экспертное сопровождение (ЗАО «Химеко-ГАНГ») на первых двух работах (Магадова Л.А.)







- Добавки для образования геля на нефтяной основе:
 - Гелеобразователь Химеко-Н (концентр. 10 16 л/м3)
 - Активатор Химеко (концентр. 10 16 л/м3)
- Этапы действия геля (отклонитель / ПАВ)
 - 1. Отклонение кислоты от высокопроницаемых участков
 - 2. Реакция:
 - кислота + продукты разрушенного геля + ионы кальция → образование кальциевых солей алкилфосфорных кислот
 - 3. Действие продукта реакции (кальциевые соли алкилфосфорных кислот) в качестве ПАВ:
 - гидрофобизирование породы
 - улучшение притока нефти
- Схема подготовки геля











Расчет дизайна СКО

• Объемы кислоты и отклонителя

кислота: 2 м3/м

отклонитель: 0.3/0.4 * Объем_кислоты

<u>Ограничение</u>: максимум **50** м3 HCl на одной работе (2 кисл. гуммир. емкости)

• Число стадий/циклов обработки

 зависимость от длины перфорационных интервалов:

При 24 м перф – **4** кислотных, **3** отклонительных стадий

• Объемы стадий

 Увеличение объемов кислоты и отклонителя со временем закачки

• Скорость закачивания

максимум / без давления разрыва
 Ограничение:

• **0.4** м3 – СИН-32, ЦА-320

 При высокой приемистости скважины – первая стадия: гелевая



Длина перф интервала м	Число кисл стадий	Число отклонит стадий
6	2	1
12	3	2
18	3	2
24	4	3
30	5	4
38	5	4
46	6	5
53	7	6
61	8	7
69	9	8
76	10	9

5016 Глубины, м абс.отм., м 주.% % HFK, yorkeg. 4.5 1995.6 2240 -2004.4 7.5 62.0 2250 10 72.1 -2013.1 2260 2021.8 · 7.1 73.0 5.05.070 2270 36m²/cv 6.8 74.2 8.4 74.4 2280 -2039.2 5.5 71.6 2290 2047.9 6.3 67.1 2300 6.4 66.9 2056.6 пакер 2310 - 4.9 68.8 2065.2 2320 -2073.8 2330 2082.4 5.3 72.6 -- 4.9 65.3 2340 -2091.0 2350 -2099.6 9.7 73.4

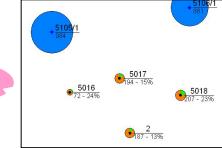
5016 скв, Хасырейского м/р

■ Интервалы СКО (40.5 м):

- 2256 2262 (6 M)
- 2266 2280.5 (14.5 M)
- -2283 2303 (20 M)
- Посадка пакера:2307 м
- Объем кислоты: 50 м3
- Объем геля: 28 м3

5016

Общее время закачки:



213.75 мин

Параметры пласта / скважины

- Пласт: D1, вторичн.
 пористость, доломиты
- Qж=76, Qн=51, Обв=22
- Проницаемость = 6.5 мД,
- Пористость=7%
- Pπλ=149, P3αб=45
- Температура=47

ДАТА СКО: 9 августа

Запускные параметры (16 авг)

Qж=123, Qн=73, Обв=22,
 Рзаб=51, кратн. прироста=1.4

Nº	Стадия	Объем	Скорость	Время стадии	Рнач	Рраб	Ркон
		мЗ	м3/мин	мин	атм	атм	атм
1	Гель	5	0.4	12.5	0	0	0
2	Кислота	6	0.4	15.0	0	0	0
3	Гель	4	0.4	10.0	0	0	0
4	Кислота	8	0.4	20.0	0	0	0
5	Гель	5	0.4	12.5	0	0	0
6	Кислота	10	0.4	25.0	0	0	0
7	Гель	6	0.4	15.0	0	20	0
8	Кислота	12	0.4	30.0	40	20	0
9	Гель	8	0.4	20.0	15	50 - 70	50
10	Кислота	14	0.4	35.0	50	20 - 35	0
11	Продавка	7.5	0.4	18.8			
Обі	ций объем закачки:	85.5	м3				,

N6004 Стратиграфия Глубины, абс.отм., Насыщение НГК, усл.ед. 16.3 否,% FK, MKP/4 3 2 -2183.1 2760 -2191.8 2770 2200.5 пакер 9.5 25.02.05rE • 9.2 2780 2209.1 2790 7.5 2217.8 ■10.5 2800 D1gd -2226.5 ● 8.7 2810 9.5 2235.2 пакер 2820 9.8 -2243.9 8.5 F --- 9.5 2830 2252.7

6004 скв, Нядейюского м/р

Интервалы СКО (21 м):

2775 - 2777(2 M), 2778.5 - 2780.5 (2 M) 2782 - 2784(2 M), 2788.5 - 2798(9.5 M) 2803 - 2807(4 M), 2808.5 - 2810(1.5 M)

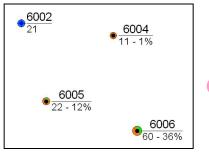
Посадка пакеров:

- 2770.5 - 2775.0 (4.5 M),

- 2810.0 - 2818.0 (8.0 M)

• **Объем кислоты: 42** м3

Объем геля: 21 м3



Общее время закачки:

Параметры пласта / скважины

- Пласт: D1, вторичн.
 пористость, доломиты
- Qж=12, Qн=10.3, Обв=0.1
- Проницаемость = 1.1 мД,
- Пористость=9%
- Рпл=155, Рзаб=51
- Температура=47

ДАТА СКО: 12 августа

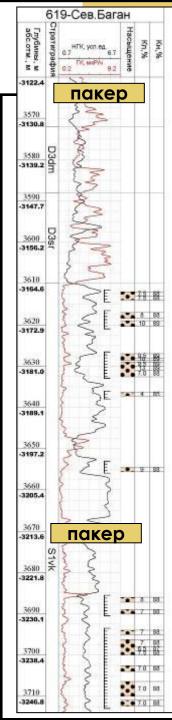
Запускные параметры (18 авг)

Qж=73, Qн=45.8, Обв=27,
 Рзаб=58, кратн. прироста=4.4

Nº	Стадия	Объем	Скорость	Время стадии	Рнач	Рраб	Ркон
		м3	м3/мин	МИН	атм	атм	атм
1	Гель	5	0.4	12.5	0	40 - 70	40
2	Кислота	10	0.4	25.0	20	15 - 30	0
3	Гель	6	0.4	15.0	10	70 - 90	80
4	Кислота	14	0.4	35.0	80	15 - 20	0
5	Гель	10	0.4	25.0	10	50 - 60	20
6	Кислота	18	0.4	45.0	20	30 - 40	10
7	Продавка	9	0.4	22.5			
06	бщий объем закачки:	72					

180 мин

6004



619 скв, Северо-Баганского м/р

Интервалы СКО (19 м):

 $36\overline{11.5} - 3614.5$ (3 M)

3616.5 - 3621.0 (4.5 m)

626.5 - 3633.0 (6.5 m)

636.0-3638.0 (2 M)3653.0-3656.0 (3 m)

Посадка пакеров:

3540-3560, 3670 (не запакеровались)

Объем кислоты: 38 м3

Объем геля: 18 м3

Параметры пласта / скважины

Пласт: \$1, доломиты

Qж=3, QH=**2.5**, Oбв=0.2

Проницаемость = $0.3 \text{ м}\Delta$,

Пористость=9%

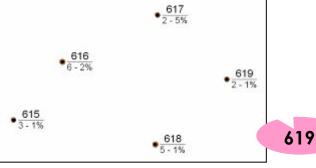
Рпл=163, Рзаб=132

Температура=80

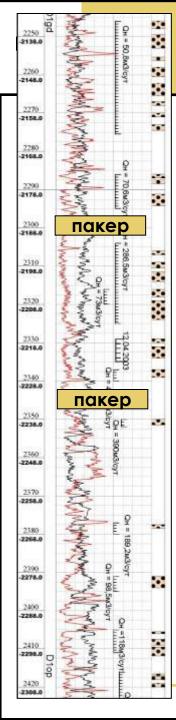
ДАТА СКО: 15 августа

Запускные параметры (19 авг)

 Qж=19, Qн=13.4, Обв=16, Рзаб=100, кратн. прироста=**5.4**



Nº	Стадия	Объем	Скорость	Время стадии	Рнач	Рраб	Ркон
		м3	м3/мин	мин	атм	атм	атм
	Протравка НКТ	3					
1	Кислота	6	на циркуля	цию			
2	Гель	2	на циркуля	цию	возврат	из затр.	11 м3
	Пакеровка		не получил	ась			
2	Гель	9	2 ост	24.0	30	200	80
3	Кислота	13	3 ост	83.0	100	200	200
4	Гель	бь	ло решено	гель болы	ше не заі	качивать	
5	Кислота	19		186.0	100	200	200
6	Продавка	12	0.4	30.0			
(Общий объем закачки:	61	м3				
()	Общее время закачки:	323	мин				



10 скв, Нядейюского м/р

Интервалы СКО (30 м):

- 2304 - 2325 (21 M)

- 2329 - 2335 (6 M)

- 2337 - 2340 (3 M)

• Посадка пакеров:

2296 – 2300,

– 2340 – 2345

• **Объем кислоты: 48** м3

Объем геля: 20 м3

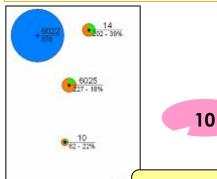
Параметры пласта / скважины

- Пласт: D1, вторичн.
 пористость, доломиты
- Qж=66, Qн=46, Обв=19
- Проницаемость = 22 мД,
- Пористость=8%
- Pпл=145, Рзаб=53
- Температура=47

ДАТА СКО: 17 августа

Запускные параметры (21 авг)

Qж=159, Qн=90, Обв=34,
 Рзаб=42, кратн. прироста=2.0

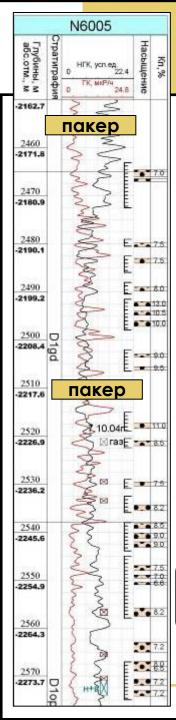


Интервал неработающий -> 1ая стадия: кислота

Nº	Стадия	Объем м3	Скорость м3/мин	Время стадии	Рнач	Рраб	Ркон
		MO	мэ/мин	МИН	атм	атм	атм
1	Кислота	14	0.4	35.0	0	0	0
2	Гель	9	0.4	22.5	0	10 - 30	0
3	Кислота	16	0.4	40.0	0	0	0
4	Гель	11	0.4	27.5	0	0	0
5	Кислота	18	0.4	45.0	0	0	0
6	Продавка	7.6	0.4	19.0	30	10	0
06							

 Общий объем закачки:
 75.6 м3

 Общее время закачки:
 189 мин



6005 скв, Нядейюского м/р

Интервалы СКО (28 м):

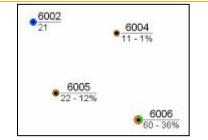
2463 - 2472.5 (9.5 M), 2479 - 2480.5 (1.5) 2482.5 - 2486 (3.5), 2488 - 2490.5 (2.5) 2491.5 – 2498 (6.5), 2502 – 2506.5 (4.5)

• Посадка пакеров:

2450 - 2460, 2507 - 2512

Объем кислоты: 48 м3

Объем геля: нет



Общее время закачки:

Параметры пласта / скважины

- Пласт: D1, вторичн. ПОРИСТОСТЬ, ДОЛОМИТЫ
- Qж=21, Qн=16.5, Обв=8.4
- Проницаемость = 1.6 мД,
- Пористость=6%
- Рпл=155, Рзаб=46
- Температура=47

ДАТА СКО: 24 августа

Запускные параметры (нет)

Переход на
один агрегат
ЦА-320

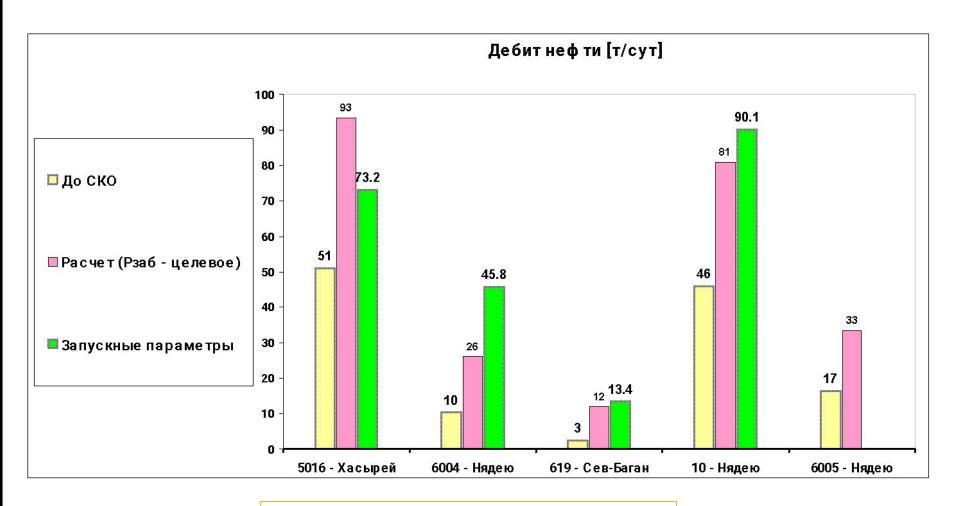
6005

Nº	Стадия	Объем	Скорость	Время стадии	Рнач	Рраб	Ркон
		мЗ	м3/мин	мин	атм	атм	атм
1	Тех.вода (2 x ЦА-320)	30	0.7	0:39	0	80 - 90	0
2	Кислота	8	0.4	0:17	0	0	0
3	Тех.вода (2 x ЦА-320)	8	0.7	0:10	0	70 - 70	0
4	Кислота	8	0.4	0:22	0	0	0
5	Тех.вода (2 x ЦА-320)	11	0.7	0:15	0	90 - 100	0
6	Кислота	8	0.4	0:20	0	10 - 20	0
7	Тех.вода (2 x ЦА-320)	14	0.7	0:32	0	100 - 120	90
8	Кислота	8	0.4	0:23	80	50 - 60	50
9	Тех.вода (1 x ЦА-320)	17	0.4	0:40	50	70 - 90	60
10	Кислота	8	0.4	0:22	50	50 - 60	50
11	Тех.вода (1 x ЦА-320)	20	0.4	0:50	50	70 - 100	50
12	Кислота	8	0.4	0:25	50	50 - 60	50
13	Тех.вода (1 x ЦА-320)	23	0.4	0:59	50	50 - 60	60
	Общий объем закачки:	171	м3				
		100000000000000000000000000000000000000		I			

374 мин



Продуктивность после СКО



Суммарный прирост по нефти: 112 т/сут



Анализ СКО

Скважины с высокой приемистостью: 5016, 10



- Эмульсия (в начале)
- Химеко-Н

Недостаточность вязкости геля при отклонении кислоты в пластах с повышенной вторичной пористостью

Скважины со средней приемистостью: 6004, 6005



Химеко-Н

Сравнение:

- СКО на скв. 6004 с использованием Химеко-Н (при давлениях < 100 атм)
- СКО на скв. 6005 без Химеко-Н (при давлениях > 100 атм)

Скважины с низкой приемистостью: 619



Химеко-H + агрессивный дизайн

Северо-Баганское м/р: скв 615, 616, 617, 618



Перспективы СКО

КАНДИДАТЫ на СКО

- Поиск по валу Гамбурцеву:
 - Нядейюское м/р
 - Хасырейское м/р
- Поиск по южной группе м/р:
 - Северо-Баганское м/р
 - Баганское м/р
 - Сандивейское м/р
- Создание типового дизайна СКО для разных пластовых условий
 - температура
 - приемистость пласта
 - свойства нефти

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ

- Контроль качества жидкостей
 - Вискозиметр
 - Реометр
- Контроль качества процесса СКО
 - Расходомер
 - Забойный датчик давления
 - Цифровая запись устьевого давления и расхода
- Использование эмульсий
 - Оборудование для создания эмульсий (инжекторы, центрифуги)
 - Хим. реагенты (эмульгаторы)
- Использование легкой нефти
 - Осовейское м/р
 - ((ГОЗОЛИН))
- Создание высоких расходов обработки
 - AH-700