

# НАУКА В ПРОЕКТИРОВАНИИ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ



ЕЖЕГОДНАЯ ВСЕРОССИЙСКАЯ  
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ  
КОНФЕРЕНЦИЯ

**SNF**  
WATER SCIENCE

*Altair*

 university  
Industrial University  
of Tyumen

 **РОСНЕФТЬ**  
ТОМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ  
НАУЧНЫЙ ЦЕНТР

ТЮМЕНЬ

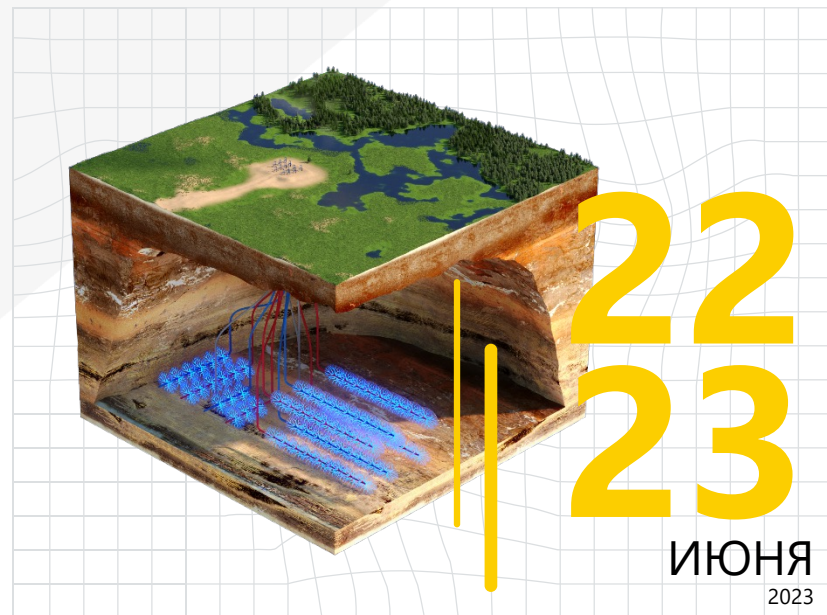
**ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЕ ВНЕДРЕНИЕ  
ТЕХНОЛОГИИ  
ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА  
МЕСТОРОЖДЕНИИ С НИЗКОВЯЗКОЙ  
НЕФТЬЮ**

**Хагай Данил Эдуардович**

«ООО Альтаир»

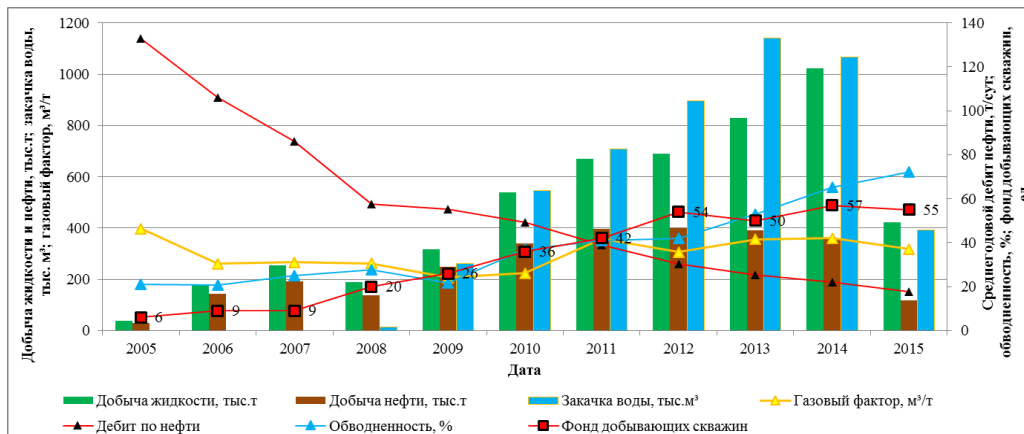
**Нестёркин Артем Алексеевич**

«СНФ Восток»

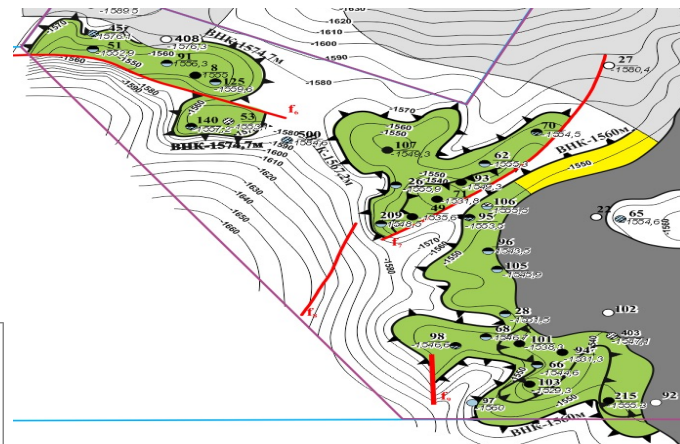


# КРАТКИЙ АНАЛИЗ РАЗРАБОТКИ

- 1983г. – Месторождение выявлено сейсморазведочными работами.
- 1989-2001гг. – разведочное бурение с целью оконтуривания.
- 2002г. - Проект пробной эксплуатации месторождения.
- 2005г. – Ввод в промышленную разработку.
- 2013г. - Проектирование полимерного заводнения на месторождении.



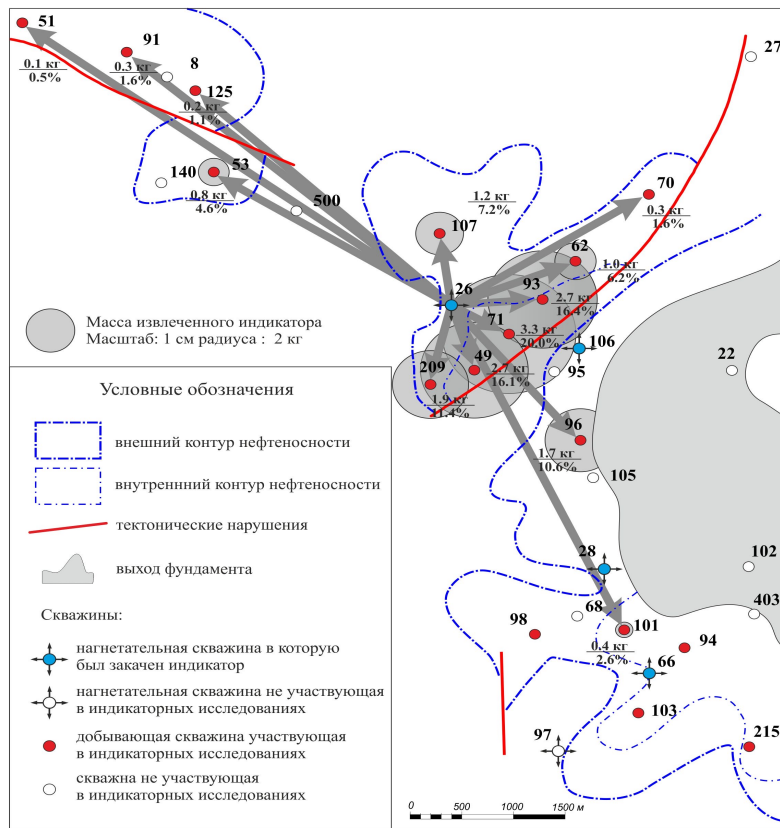
В целом по объекту, несмотря на увеличение количества добывающих скважин, с 2009г наблюдается снижение среднегодового дебита по нефти с 55 т/сут до 20 т/сут и увеличение обводненности с 20% до 60%, а с 2013г. обводненность практически постоянна и колеблется в диапазоне 60-80%.



## Геолого-технические мероприятия:

- Бурение новых скважин (краткосрочный эффект, бурение новых скважин не целесообразно)
- РИР (частично с перестрелом/дострелом краткосрочный эффект, не эффективно);
- Просадка давления, введение в работу нагнетательных скважин;
- Отмечалась непроизводительная закачка
- СКО;
- Оптимизация насосного оборудования.

# ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВ№26

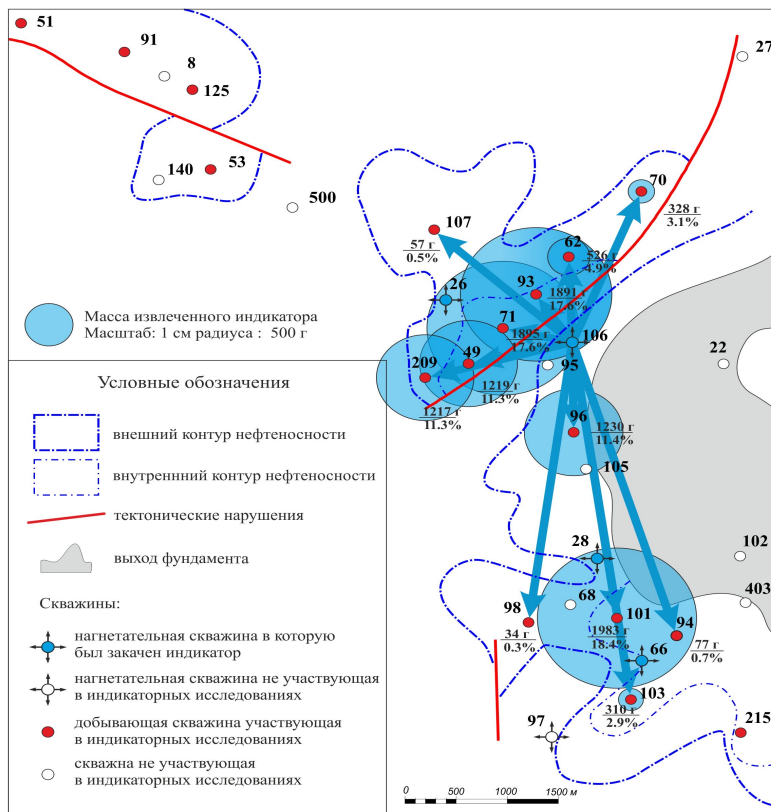


№№ скв	Расстояние до скважины, м	Скорость прохождения трассера, м/сут	Прониц-ть канала, мкм <sup>2</sup>	Объем канала, м <sup>3</sup>	Сумм. толщ. трещин каналов, мм	Время выхода трассера, сут
49	742	742	362.56	492	23.68	1
53	2679	824.31	2008.23	1599	21.32	3.2
62	1291	2369.36	2031.84	478.33	13.23	0.5
70	2228	3762.84	4386.41	314.33	5.23	0.6
71	632	90.29	18.71	3444	178.67	7
91	-	-	-	-	-	-
93	885	625.91	302.25	724.33	27.28	1.4
94	-	-	-	-	-	-
96	1924	1489.55	1574.98	635.5	10.49	1.3
98	3669	12579.4	21497.9	143.5	1.19	0.3
101	-	-	-	-	-	-
103	-	-	-	-	-	-
105	2324	4290.46	5289.42	266.5	4.25	0.5
107	790	126.89	66.01	3073.69	127.57	6.2
125	-	-	-	-	-	-
209	-	-	-	-	-	-
215	-	-	-	-	-	-

В нефтеносную залежь месторождения было закачено 75 кг. флуоресцеина растворенного в воде объемом 27 м<sup>3</sup> через нагнетательную скважину №26. В качестве потенциально возможных реагирующих скважин были выбраны 14 добывающих скважин (№№ 49, 53, 62, 70, 71, 91, 93, 96, 98, 101, 105, 107, 125, 140)

Выход индикатора был зафиксирован по 10 скважинам: (№№49, 53, 62, 70, 71, 93, 96, 98, 105, 107).

# ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВ №106

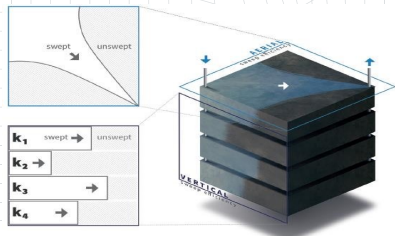


№№ скв.	Расстояние до скважины, м	Скорость прохождения трассера, м/сут	Прониц-ть канала, мкм <sup>2</sup>	Объем канала, м <sup>3</sup>	Сумм. толщ. трещин каналов, мм	Время выхода трассера, сут
49	1042	428	121	63	4.6	2.4
53	-	-	-	-	-	-
62	941	1077	213	127	11.7	0.9
70	1767	1648	701	17	1.1	1.1
71	700	438	94	37	4.2	1.6
91	5376	3270	5774	16	0.36	1.6
93	638	608	105	30	3.7	1
94	3418	2477	1636	0.1	0	1.4
96	1002	609	167	26	1.9	1.6
98	3145	3115	2360	5	0.2	1
101	3098	1473	1219	39	1.2	2.1
103	4007	4438	4083	10	0.2	0.9
105	-	-	-	-	-	-
107	-	-	-	-	-	-
125	4600	3271	5149	12	0.3	1.4
209	1510	1149	537	33	2.2	1.3
215	4641	3321	7049	3	0.1	1.4

В нагнетательную скважину №106 произведена закачка индикатора нитрата аммония. В качестве реагирующих были выбраны 17 добывающих скважин. По результатам проведенных лабораторных исследований выход реагента отмечается по всем участвующим в исследовании скважинам за исключением наиболее удаленных, расположенных к северо-западу скважин 53, 105, 107)

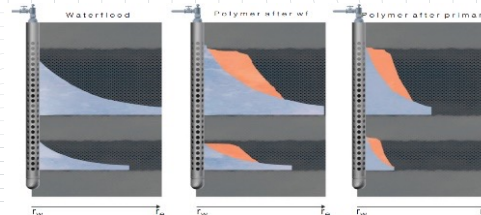
# ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

## Решаемые задачи



Основан на более эффективном вытеснении нефти водой, загущённой порошками полиакриламидов и имеющей меньшую (близкую к нефти) подвижность

- ✓ выравнивание фронта вытеснения
- ✓ увеличение коэффициента охвата (Кохв)
- ✓ уменьшение остаточной нефтенасыщенности (Квыт)
- ✓ увеличение времени работы пласта до прорыва воды
- ✓ уменьшение объёма закачиваемой и добываемой воды



## Критерии применения

Подавляющее большинство проектов ПЗ реализуется на месторождениях с высоковязкой нефтью, но хорошие результаты были получены и с легкими нефтями.



### Характеристики разрабатываемой залежи:

- нефтенасыщенность коллектора более 30 %
- наличие остаточных запасов
- коэффициент расчленённости пласта не менее 3
- обводнённость добываемой продукции до 99 %
- приёмистость нагнетательных скважин более 50 м<sup>3</sup>/сут

### Граничные применения полимеров:

- температура пласта до 140 °С
- проницаемость коллектора от 5 мД
- минерализация пластовой воды до 280 г/л
- вязкость нефти до 6 000 сП



**1964**

Первое применение ПЗ

**1964 – 1969**

61 пилотное испытание в США

**1970 – 1985**

Первые промышленные испытания в США и СССР

**1996**

Месторождение Дацин, Китай

**2000-н.в**

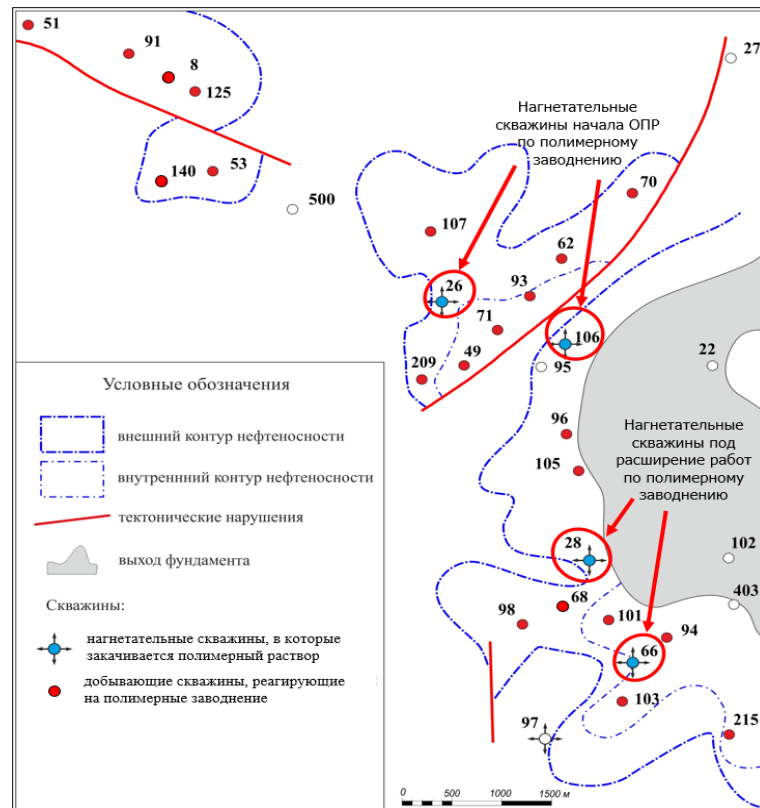
Канада, Оман, Аргентина, Казахстан, ОПИ - РФ

# ЭТАПЫ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

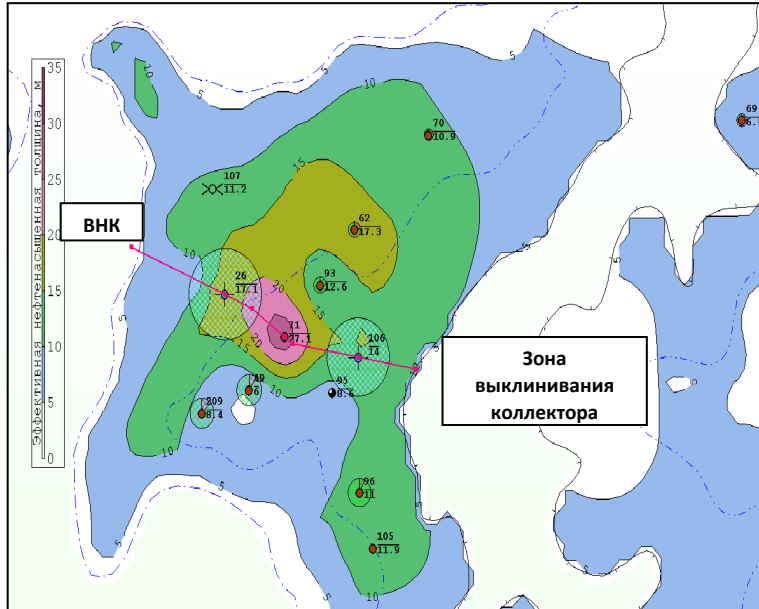
- ✓ 2013г. - проектирование полимерного заводнения на месторождении
- ✓ 2014г. - начало опытно-промышленных работ (ОПР) по полимерному заводнению на скважинах №26 и №106.
- ✓ 2016г. - расширение полимерного заводнения в скважины №28 и №66.

## Характеристики объекта:

Дата старта проекта	2014 год
№ нагнетательных скважин	26, 106, 28, 66
№ реагирующих скважин	49, 62, 68, 70, 71, 93, 96, 107, 209, 66, 94, 98, 101, 103, 105, 215, 8, 51, 53, 91, 125, 140
Геологические запасы участка, тыс.т	3500
Проектный КИН, %	39
КИН до начала ПЗ, %	25
Пластовая температура, °С	81
Вязкость нефти, сП	1
Проницаемость (средняя), мД	350
Минерализация пластовой воды, г/л	60
<b>Средние показатели работы скважин до ПЗ</b>	
Дебит жидкости до начала ПЗ, т/сут	1500
Дебит нефти до начала ПЗ, т/сут	177
Обводненность до начала ПЗ, %	88



# АНАЛИЗ УЧАСТКА РАЗРАБОТКИ ОПИ



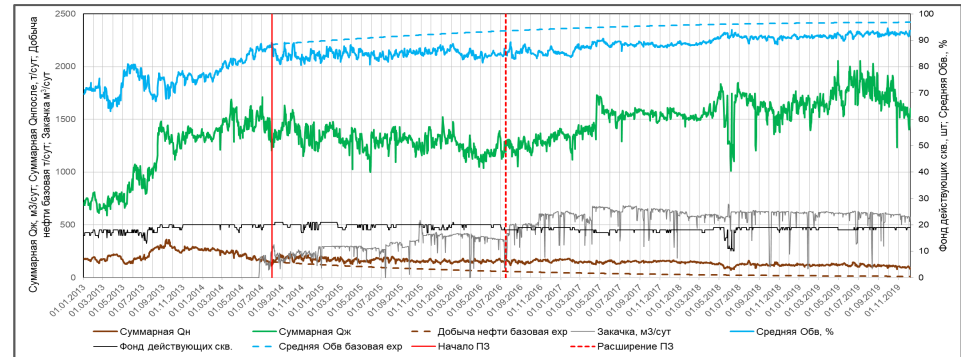
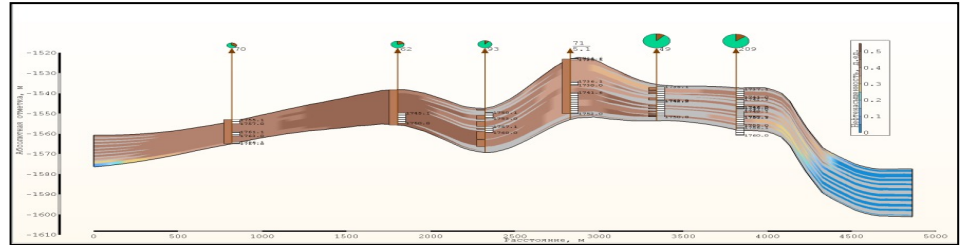
## Проблемы

- ✓ Низкий коэффициент охвата пласта заводнением;
- ✓ Неэффективная система разработки;
- ✓ Выраженная неоднородность пласта;
- ✓ Опережающий прорыв воды по пропласткам.

На опытном участке №1 эксплуатируется 8 добывающих скважин (скв.№ 49, 62, 70, 71, 93, 96, 209 и 107).

Участок осложнен тектоническими нарушениями, анизотропией пласта по площади и по разрезу, близко расположен к ВНК.

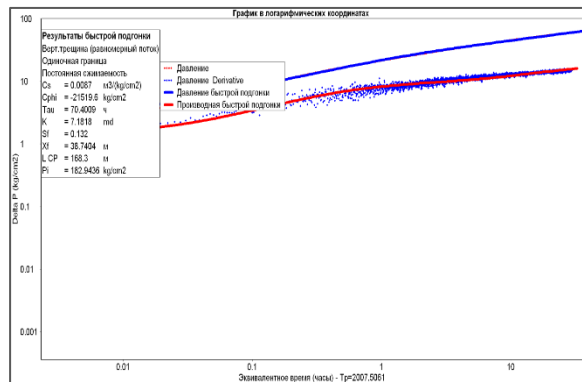
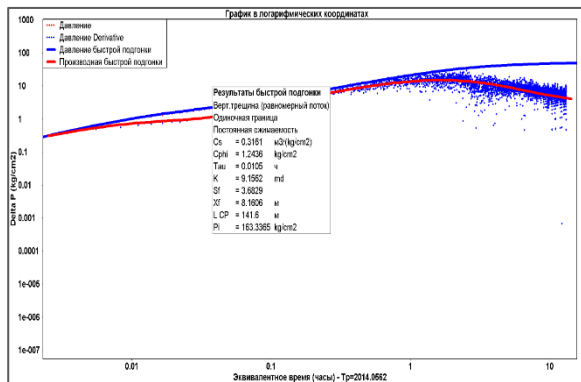
Толщина горизонта колеблется от 13м. до 52м.



с 2013г. обводненность постоянна растет

# ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Исследования проводились методом нестационарной фильтрации – падения давления с целью определения фильтрационных характеристик пласта и оценки состояния призабойной зоны нагнетательных скважин 26 и 106.



## Характеристики залежи:

- вязкость нефти – 1 сП
- температура пласта – 81 °С
- проницаемость коллектора – 365 мД
- минерализация пластовой воды – 57 г/л

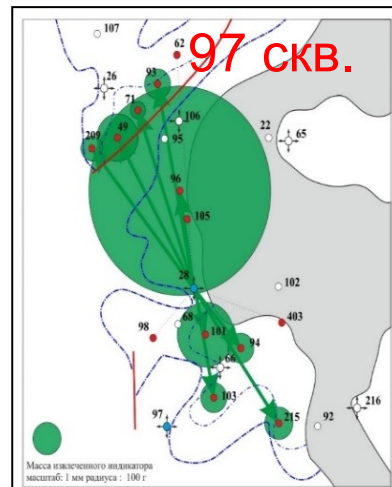
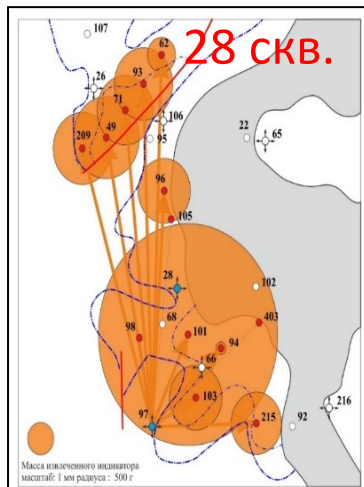
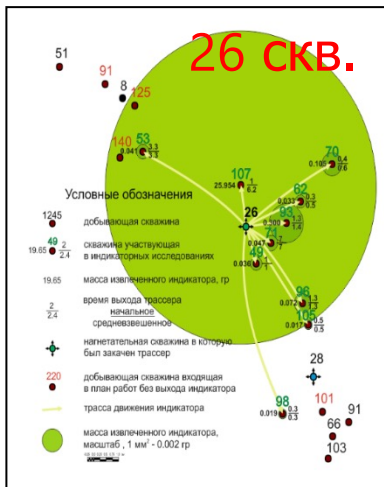
## Особенности:

- Достаточно большие расстояние между скважинами – более 500 м.
- Наличие тектонических нарушений
- Геологические неопределённости простираются коллектора

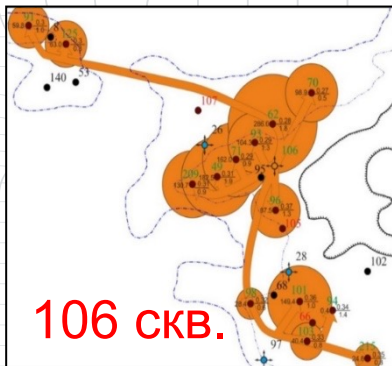
Проведённые гидродинамические исследования с последующей интерпретацией данных показали наличие вертикальных трещин - промытых каналов, что приводит к снижению коэффициента охвата пласта заводнением. В данных условиях полимерное заводнение с высоковязкой полимерной оторочкой, применимо для равномерного распределения закачиваемой в пласт воды и увеличения эффективного охвата пласта.



# ТРАССЕРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ



- Для проведения индикаторных исследований были закачены четыре химических водорастворимых реагента (тиомочевина, флуоресцеин натрия, роданид аммония и нитрат аммония)
- Была увеличена периодичность отбора проб в первые 2 дня
- По результатам проведенных трассерных исследований на участке нагнетательных скважин 26, 28, 66 и 106, выход индикаторов зафиксирован по всем 17 реагирующим скважинам.
- По результатам трассерных исследований все участки залежи гидродинамически связаны.



## Характеристики залежи:

- вязкость нефти – 1 сП
- температура пласта – 81 °С
- проницаемость коллектора – 365 мД
- минерализация пластовой воды – 57 г/л

## Особенности:

- Достаточно большое расстояние между скважинами – более 500 м.
- Наличие тектонических нарушений
- Геологические неопределённости простираения коллектора

# ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ



Хорошая растворимость в воде



Стабильность во времени



Экономические показатели

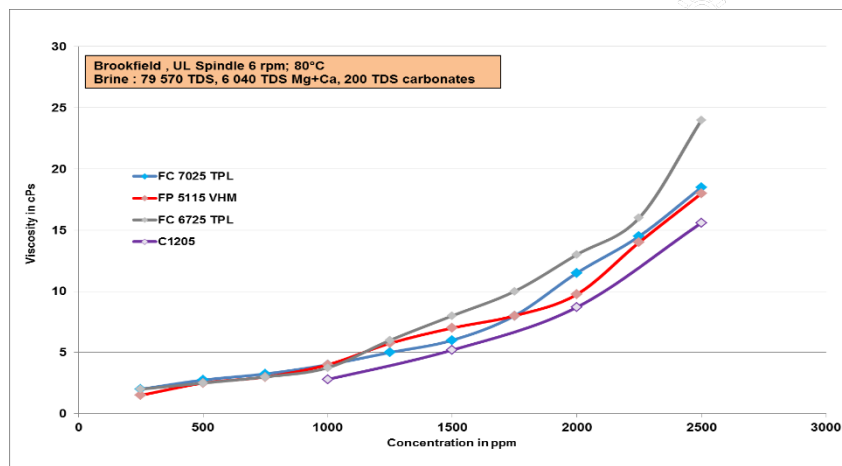


Вязкость при концентрации



## Этапы работ:

- ✓ Исследования растворов полимеров в свободном объеме
- ✓ Определение времени растворения в закачиваемой воде
- ✓ Исследования реологических характеристик
- ✓ Устойчивость к сдвигу
- ✓ Термостойкость и старение
- ✓ Фильтрация в пористой среде



Вязкость различных типов полимеров как функция зависимости от концентрации для воды при 80 °С

$$M = \frac{\lambda_B}{\lambda_H} = \frac{k_{OB}(S_{HO})/\mu_B}{k_{OH}(S_{BO})/\mu_H},$$

где  $\lambda_B, \lambda_H$  - подвижность воды и нефти;

$k_{OB}, k_{OH}$  - относительные проницаемости воды и нефти;

$\mu_B, \mu_H$  - вязкость воды и нефти;

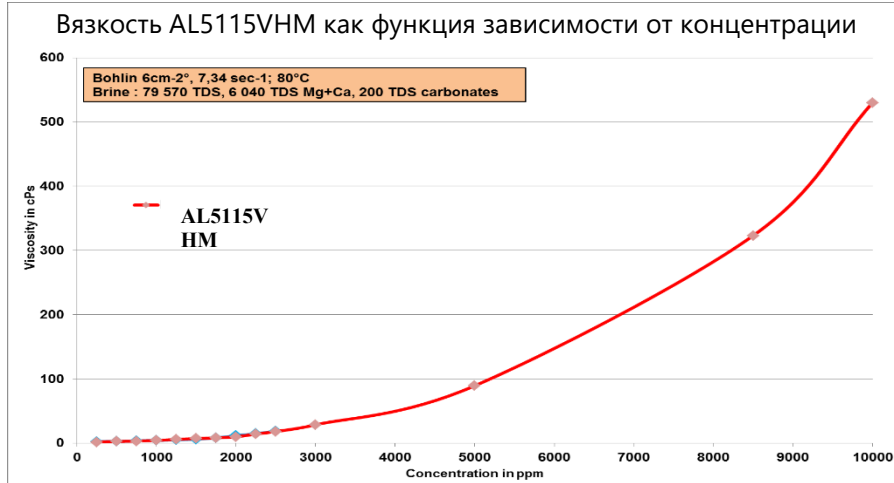
$S_{BO}, S_{HO}$  - остаточные водонасыщенность и нефтенасыщенность.



концентрация полимера. 2000 ppm



# ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

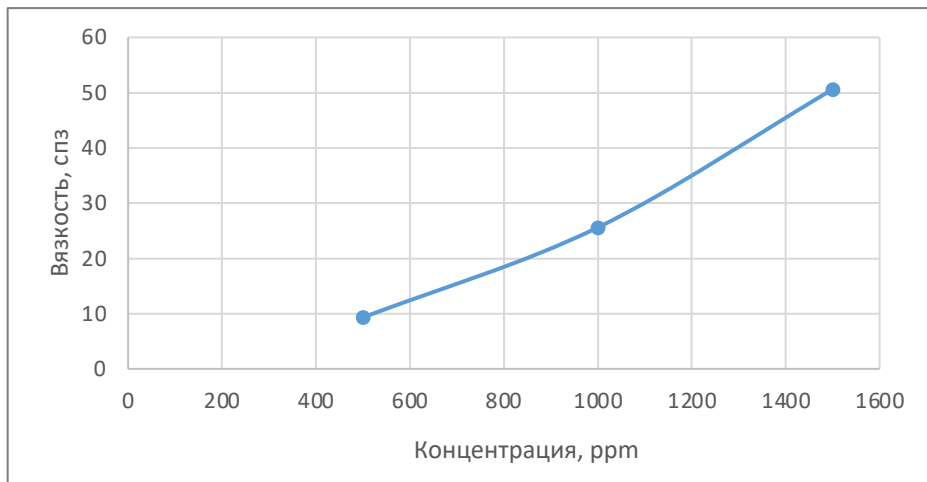


Концентрация (ppm)	Вязкость (cP)
250	1,5
500	2,5
750	3
1000	4
1250	5,75
1500	7
1 750	8
2 000	9,75
2 250	14
2 500	18
3 000	28,4
5 000	89,2
8 500	323
10 000	530

- AL5115VHM был выбран как лучший кандидат для месторождения. Данный полимер обладает оптимальным соотношением цены и эффективности для воды месторождения при 80 °С.
- AL5115VHM обладает высоким молекулярным весом и является терполимером акриламид-акриловой кислоты-ATBS, который может выдерживать температуры до 90°С , содержащей приемлемые количества двухвалентных катионов (кальция и магния).
- Коэффициенты нефтевытеснения остаточной нефти после заводнения морской водой двух образцов керна из скважины 95 составили 0,4874 и 0,4913 д.ед. соответственно.
- Коэффициенты нефтевытеснения остаточной нефти после заводнения с использованием полимера марки AL5115VHM приготовленного на морской воде с концентрацией 0,15 % и 0,12 % соответственно для 1 и 2 образцов составили 0,5837 и 0,5676 д.ед. соответственно. Прирост коэффициентов вытеснения с использованием полимера относительно заводнения морской водой составил 0,0963 и 0,0763 д.ед или 16,5 и 13,4 % соответственно.

## ПЕРЕХОД НА АРТЕЗИАНСКУЮ ВОДУ

В результате комплекса лабораторных исследований нами было принято решение перейти на артезианскую воду при закачке полимерного раствора. Переход на артезианскую воду позволил снизить концентрацию полимера с 2000 ppm до 500 ppm, при этом сохранить целевую вязкость закачиваемого раствора. В 2015г. на участке ПЗ была пробурена водозаборная скважина BW-13 с достаточным дебитом для приготовления полимерного раствора с целью снижения затрат на работы. **Расход сухого полимера сократился в 4 раза.**



Зависимость вязкости от концентрации. Полимер FP5115VHM.  
Температура 80 гр. До 1500ppm

Altair

Концентрация (ppm)	Вязкость (cП)
250	1,5
500	2,5
750	3
1000	4
1250	5,75
1500	7
1 750	8
<b>2 000</b>	<b>9,75</b>
2 250	14
2 500	18
3 000	28,4
5 000	89,2
8 500	323
10 000	530

*Переход от существующей централизованной системы закачки пластовых вод к локальной системы закачки на основе артезианской воды с меньшей минерализацией (1,5 г/л).*

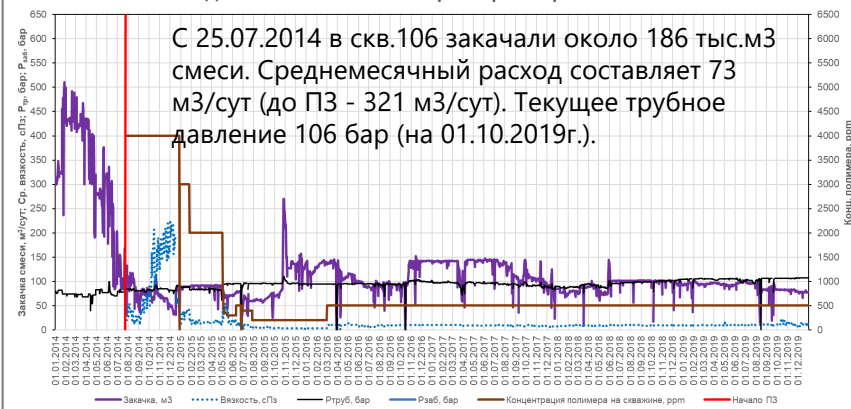
Концентрация, ppm	Вязкость, cпз
<b>500</b>	<b>9.3</b>
1 000	25.6
1 500	50.6
2 000	86.7
2 500	129.7
3 000	184.8
7 000	945.5

# ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ ПЗ

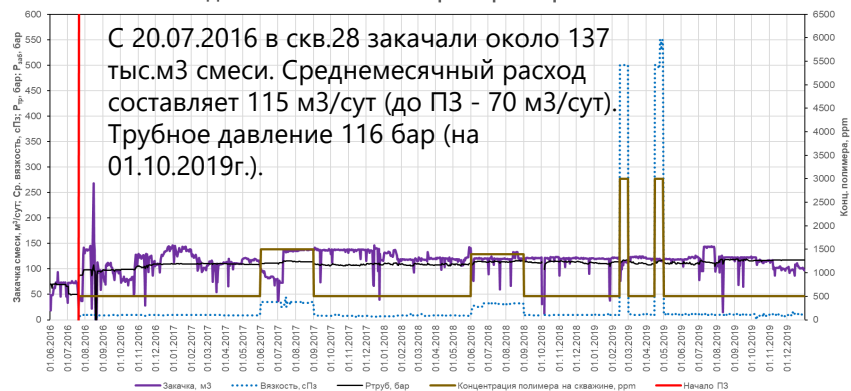
### Динамика закачки полимерного раствора в скв. 26



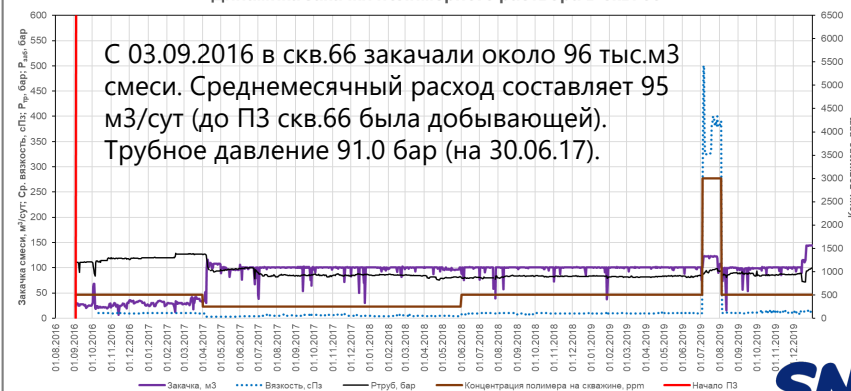
### Динамика закачки полимерного раствора в скв. 106



### Динамика закачки полимерного раствора в скв. 28



### Динамика закачки полимерного раствора в скв. 66



# НАШЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

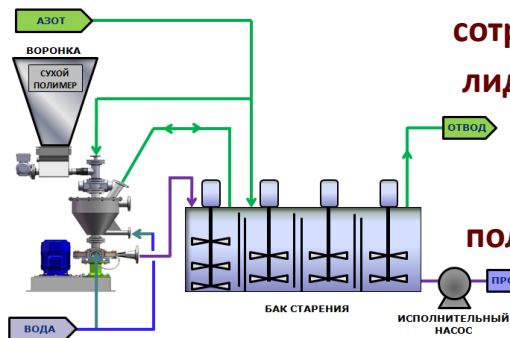
Нивелирует механическую и химическую деструкцию полимера и обеспечивает:

- Полное растворения полимера в воде перед закачкой в пласт
- Стабильность полимеров
- Мобильное исполнение – быстрый монтаж (до 1 месяца)
- Полное созревание в баке дозревания
- Дозировка с помощью насоса низкого давления (кулачковый насос, винтовой насос)
- Закачку с помощью насоса высокого давления (плунжерный насос, мембранный насос)
- Создание азотной подушки
- Полностью автоматизировано, оператор контролирует работу и засыпает полимер

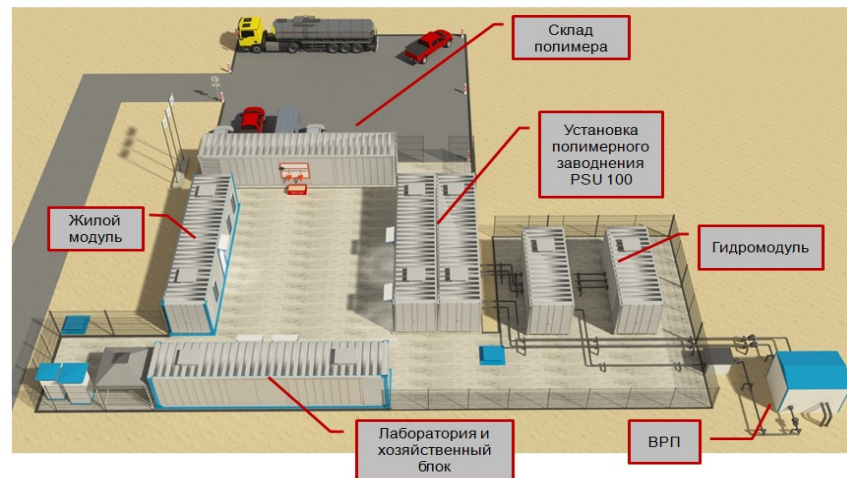


**Мы работаем в**

**сотрудничестве с мировым лидером по производству полимеров и оборудования для полимерного заводнения компаний.**



**SNF**  
WATER SCIENCE

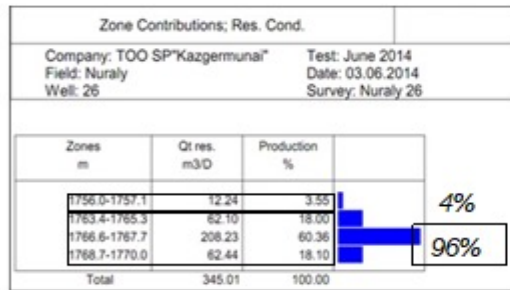


# Оценка эффективности полимерного заводнения

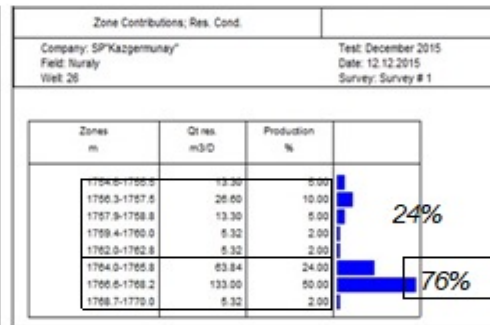
## Выравнивание профиля притока за счет полимерного заводнения

- Профиль притока стал более равномерным в пределах интервала перфорации по сравнению с профилями в предыдущее время за счет блокирования промытых высокопроницаемых каналов, что приводит к более равномерному распределению фронта полимерного раствора по сравнению с фронтом обычного заводнения
- Увеличивая степень охвата заводнением в пласте, увеличивается коэффициент извлечения нефти

Скв. 26



А (июнь 2014)

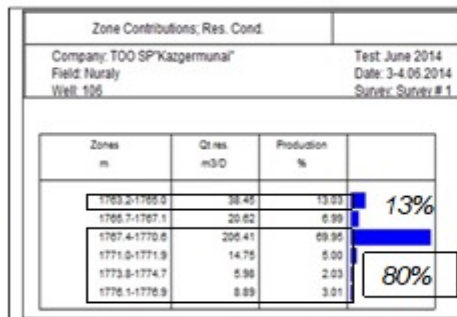


Б (декабрь 2015)

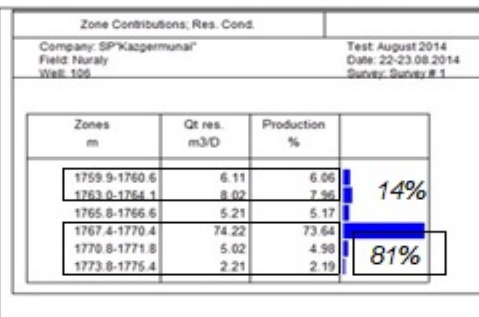


В (июнь 2016)

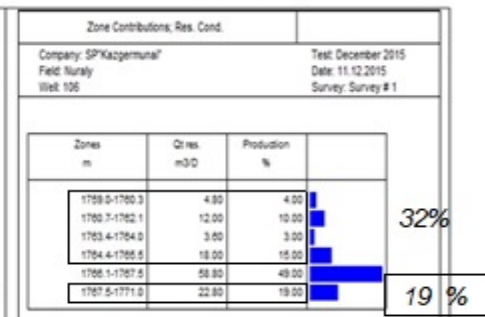
Скв. 106



А (июнь 2014)



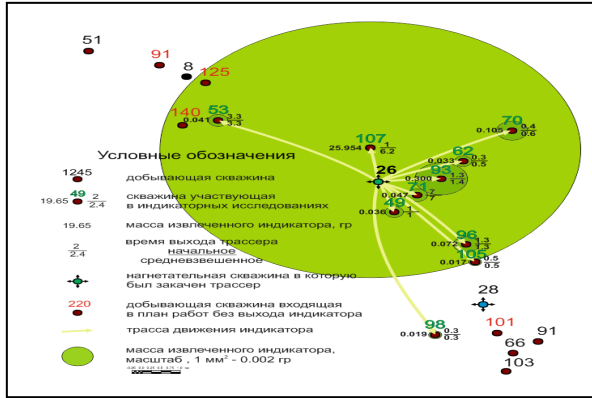
Б (август 2014)



В (декабрь 2015)

# Оценка эффективности полимерного заводнения

До ПЗ



После ПЗ

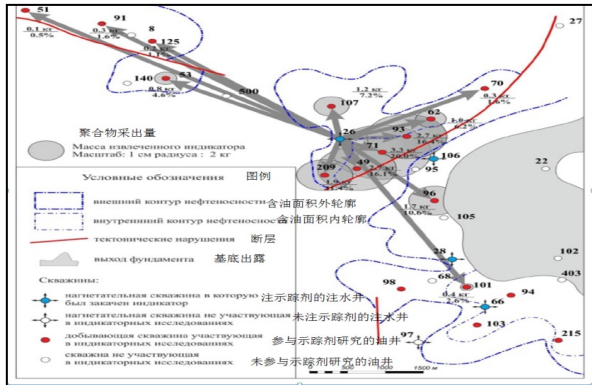
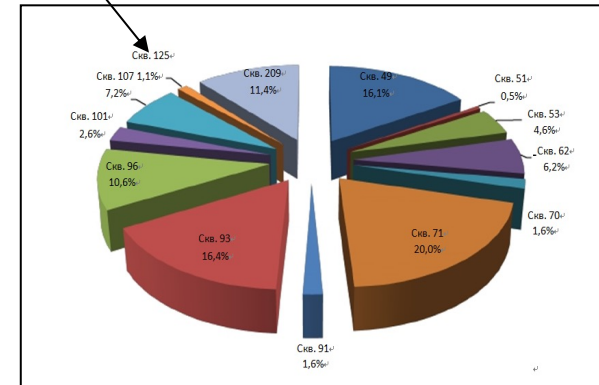
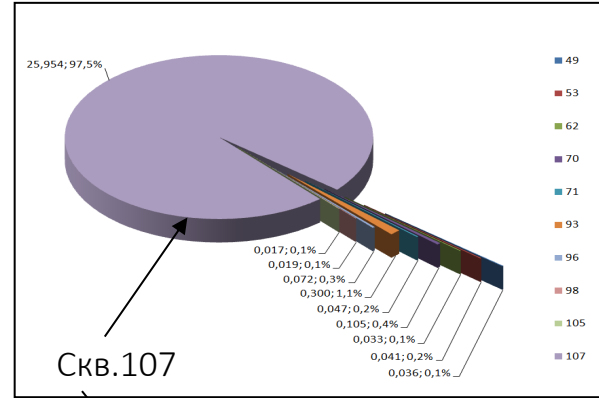


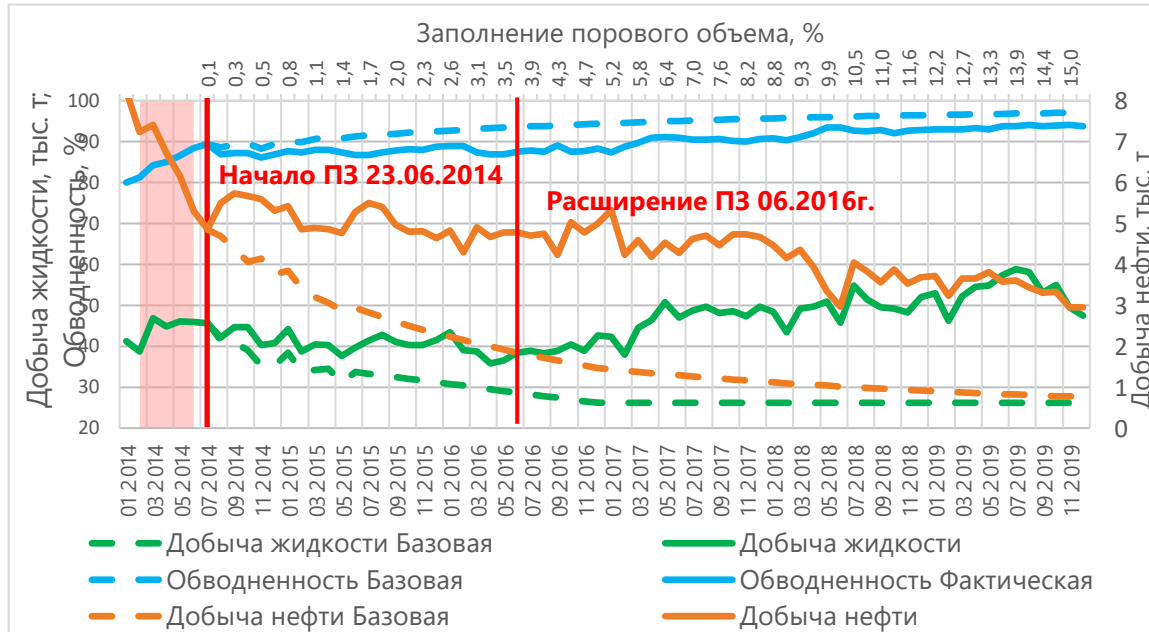
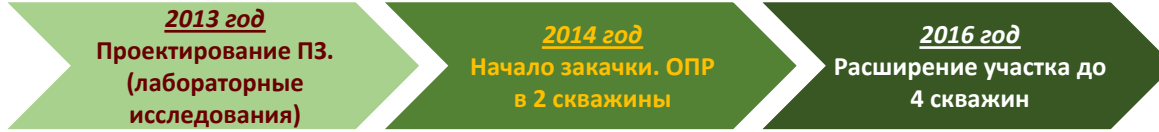
Схема выхода трассера из скв.№ 26





# Оценка эффективности полимерного заводнения

## Этапы реализации проекта:



### Характеристики залежи:

- вязкость нефти – 1 сП
- температура пласта – 81 °С
- проницаемость коллектора – 365 мД
- минерализация пластовой воды – 57 г/л

### Показатели эффективности

- ✓ Доп. добыча нефти (ДДН): 173 тыс. т
- ✓ Прирост КИН от ПЗ: 5,2%
- ✓ Удельная ДДН: 203 тн/тп (заполнено 15 % PV)

# ОПЫТНО ПРОМЫШЛЕННОЕ ИСПЫТАНИЕ

**Полимерные растворы имеют ряд особенностей.**

Наиболее критичными является достижение полного растворения полимера в воде перед закачкой в пласт, а так же деструкция (стабильность) полимеров.

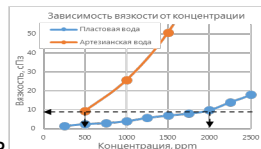
## Лабораторные исследования

При проведении лабораторных исследований следует выбирать наиболее экстремальные характеристики коллектора.



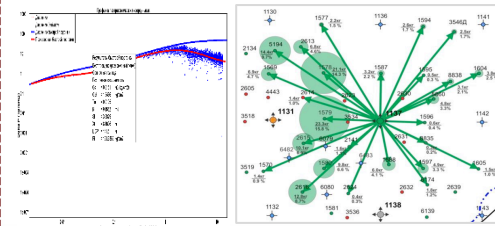
## Качество закачиваемой воды

При возможности, использовать менее минерализованную воду (артезианская вода). Это позволит снизить концентрацию полимера, при этом сохранить целевую вязкость



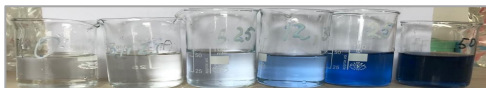
## Подготовка скважины к закачке

Проведение комплекса исследований



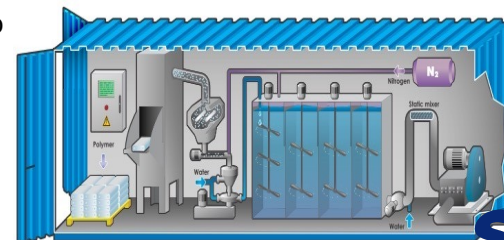
## Лабораторные исследования

Разработана и защищена методика по определению выхода полимера в добывающих скважинах не только на качественном, но и на количественном уровне.



## Оборудование для полимерного заводнения

Для проведения работ по ПЗ было выбрано высокотехнологичное оборудование французского производства компании SNF Floerger. Данное оборудование имеет компактную структуру и оборудовано уникальными блоками размельчения и приготовления полимера.

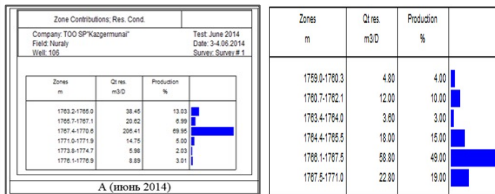


# ВЫЗОВЫ

При реализации проекта мы столкнулись со следующими вызовами

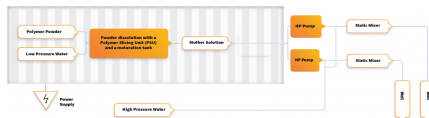
## Выравнивание профиля притока

Высокая приёмистость по отдельным пропласткам

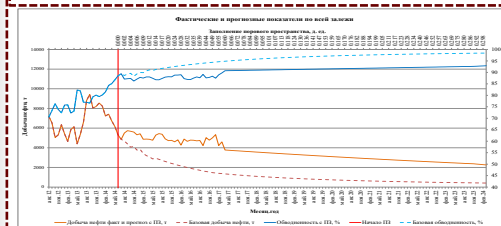


## 1 насос/ 1 скважина

Разная приёмистость скважин, необходимость оснащения оборудования по принципу 1насос/ 1 скважина

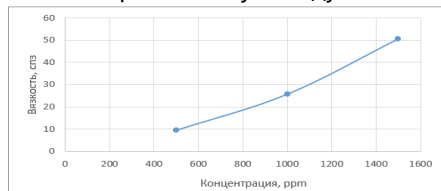


## Выработка методики оценки эффективности

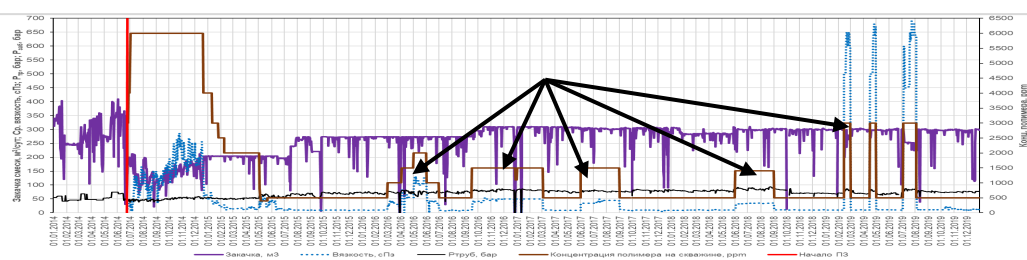


## Лабораторные исследования

Снижение затрат, переход на Артезианскую воду



## Закачка высоковязких оторочек



# ДОСТИЖЕНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

- Наш холдинг занимается реализацией технологии ПЗ с 2013 года;
- Мы предложили и защитили методику расчета дополнительной добычи нефти;
- Разработали методику по определению выхода полимера на качественном и количественном уровне;
- Проект является экономически и технологически эффективными!
- За время работы мы достигли следующие результаты:



Доп. Добыто нефти **173 тыс. тонн**  
Удельная ДДН **203 тн/тп**



Обводнённость **снизилась в среднем на 4.5%**



КИН увеличился от ПЗ на **5,2%**

- Предлагаем реализацию проекта под ключ
- Посетить наши действующие проекты
- Несем ответственность за наши проекты





# СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

«Тюменский нефтяной научный центр»



Хагай Данил Эдуардович



+7 (999) 316 0000



hagaide@altairoil.ru

