

НАУКА В ПРОЕКТИРОВАНИИ И РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ – НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ



ЕЖЕГОДНАЯ ВСЕРОССИЙСКАЯ
НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

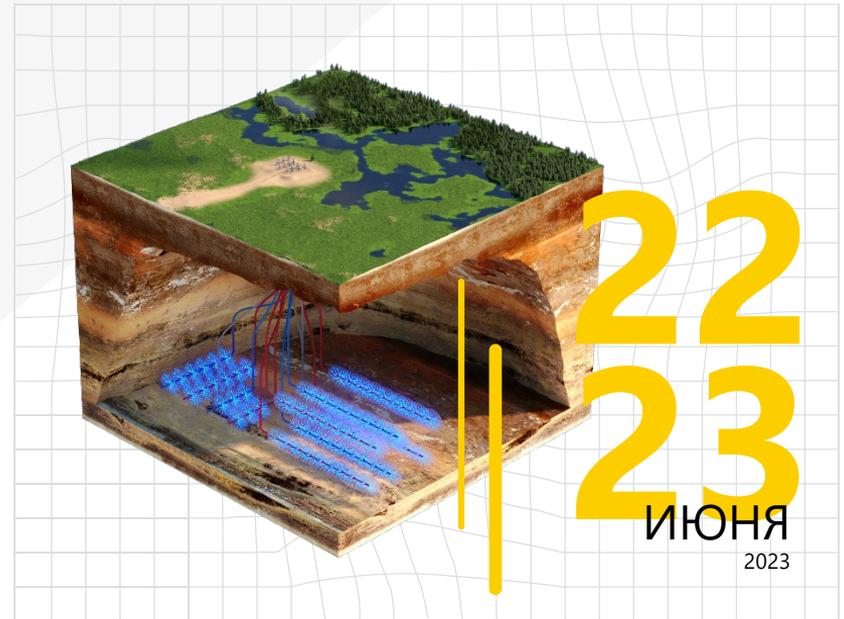


ТЮМЕНЬ

**ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ –
ЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД УВЕЛИЧЕНИЯ
ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ В НЕОДНОРОДНЫХ
КОЛЛЕКТОРАХ**

НЕСТЁРКИН АРТЁМ АЛЕКСЕЕВИЧ

ООО «СНФ Восток»



ЦЕЛЬ ПРЕЗЕНТАЦИИ

Рассмотреть фактор геологической неоднородности как ключевой для эффективного применения полимерного заводнения на месторождениях с низкой и средней вязкостью. Данные месторождения находятся на 3 и 4 стадиях разработки, характеризуются высокой обводнённостью продукции и как правило выпадают из списка перспективных месторождений для применения полимерного заводнения.

ВВЕДЕНИЕ

- Технология полимерного заводнения активно внедряется с 80-х годов XX века;
- К настоящему времени научные разработки и практическое применение полимерного заводнения позволили расширить критерии применения технологии;
- Применение полимерного заводнения возможно на месторождениях с различным геологическим строением, ФЕС пород и вязкостью нефти.
- Опыт применения полимерного заводнения доказал высокую технологическую и экономическую эффективность технологии;
- На текущий момент в Российской Федерации предпочтение применения технологии полимерного заводнения отдаётся месторождениям с высокой вязкостью нефти.



ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Полимерное заводнение:

- Улучшает соотношение мобильности нефти и воды
- Повышает коэффициент вытеснения
- Повышает объемный (площадной и вертикальный) коэффициент охвата

Преимущества:

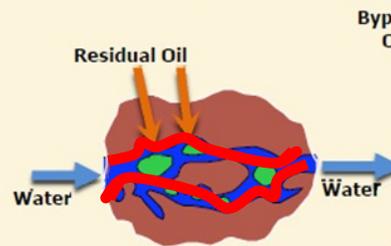
- Замедляет прорыв воды
- Ускоряет извлечение нефти
- Дополнительная добыча нефти
- Изменения нефтяного вала и обводненности

Факторы, оказывающие влияние:

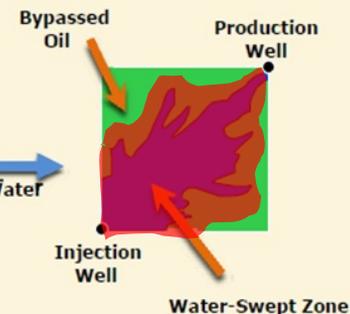
- Геология (стратиграфия/осадконакопление)
- Проницаемость по направлениям
- Местоположение скважин, история добычи
- Вязкость и плотность нефти
- Схемы предшествующей добычи (естественный режим, агрессивное заводнение, вынос песка)

WHY IS ONLY 1/3 OF THE ORIGINAL OIL IN PLACE TYPICALLY RECOVERED?

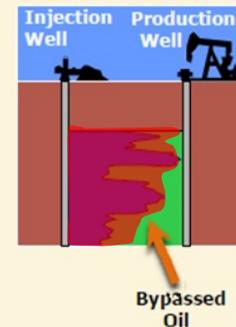
Microscopic Displacement Efficiency D_e



Areal Sweep Efficiency A_s



Vertical Sweep Efficiency V_s



$$\text{Recovery Efficiency } RE = D_e \times A_s \times V_s$$

$$RE = 0.8 \times 0.6 \times 0.7 = 0.33 \text{ (WF)}$$

$$RE = 0.9 \times 0.7 \times 0.8 = 0.50 \text{ (PF)}$$



Adapted slide from Gene DeBons, Reservoir Solutions, Inc.



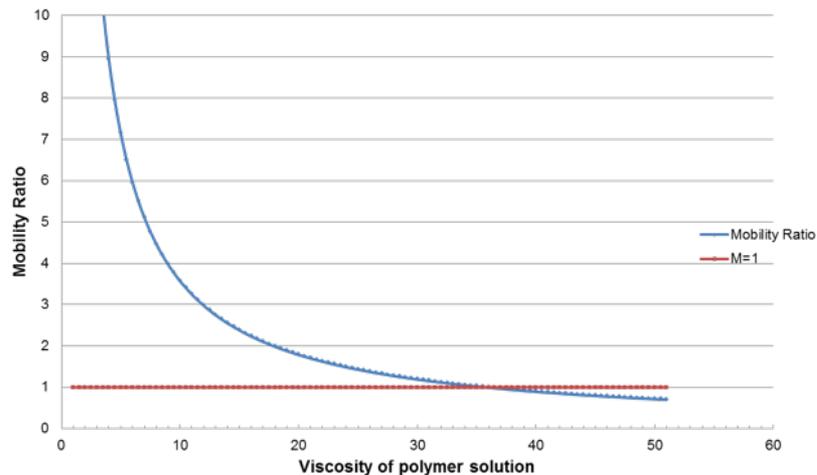
ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

ПОЛИМЕРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

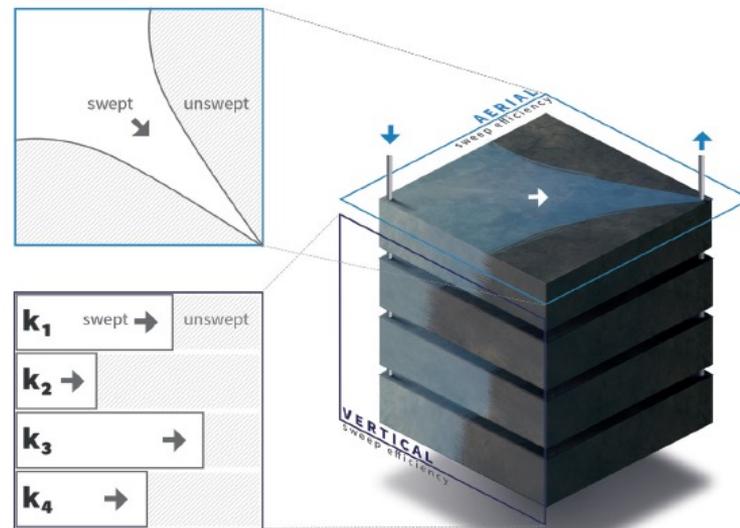
Разница в подвижности нефти и вытесняющего агента

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_o/k_{ro}(Swc)}{\mu_w/k_{rw}(Sor)}$$

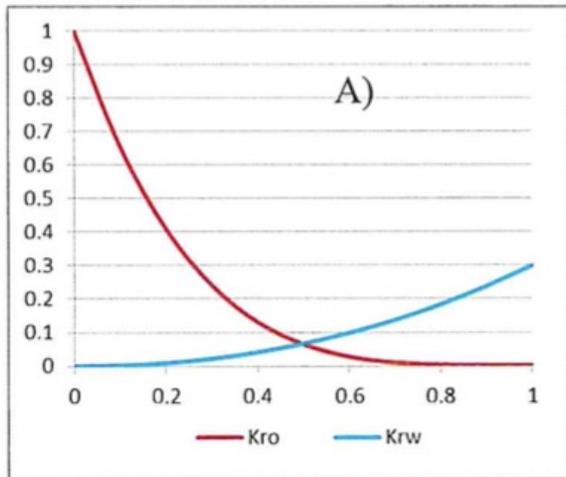
Mobility Ratio vs. Viscosity of Polymer Solution



Геологическая неоднородность коллектора.
Неравномерное вытеснение нефти из пластов.

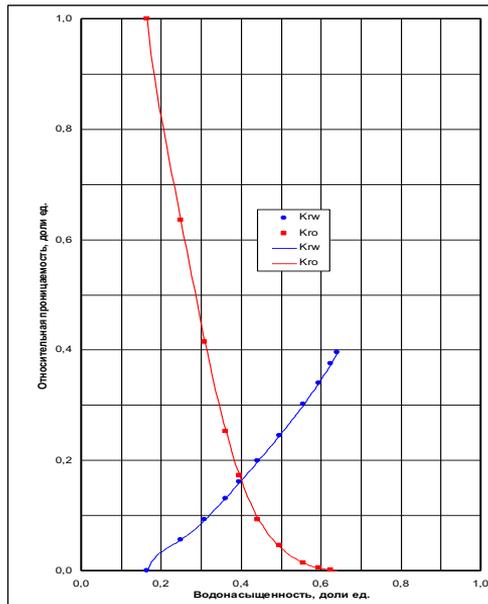


ПРИМЕР РАСЧЁТА СООТНОШЕНИЯ ПОДВИЖНОСТЕЙ



krw	0.3
μводы	1.038
kro	1
μнефти	150
M	43.4

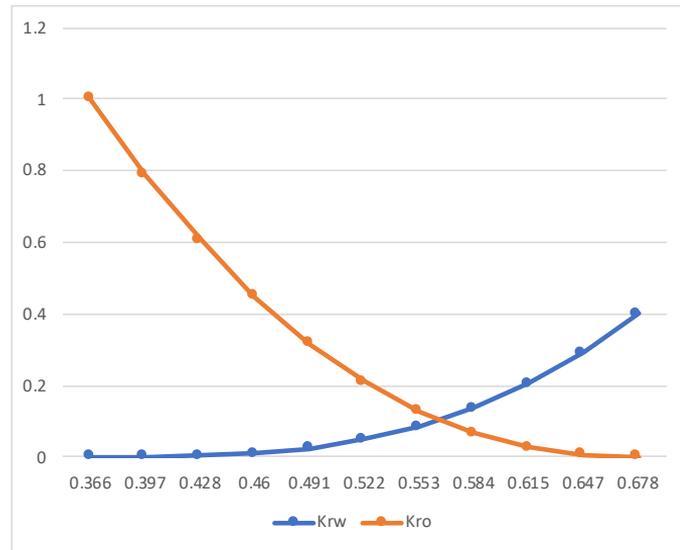
Отличный кандидат!



krw	0.4
μводы	0.5
kro	1
μнефти	23.3
M	19

Возможно применение ПЗ.

Необходимо изучение дополнительных параметров



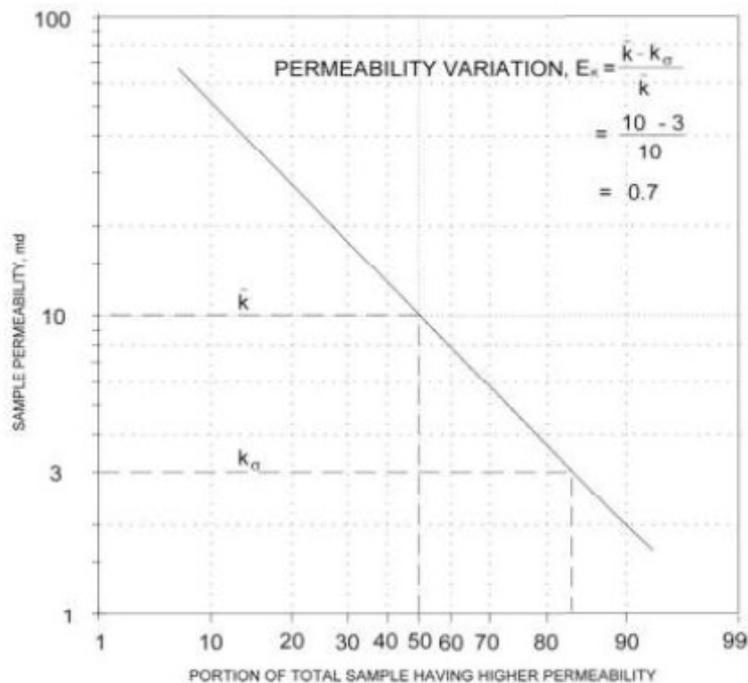
krw	0.4
μводы	0.447
kro	1
μнефти	1.06
M	0.9

Плохой вариант????

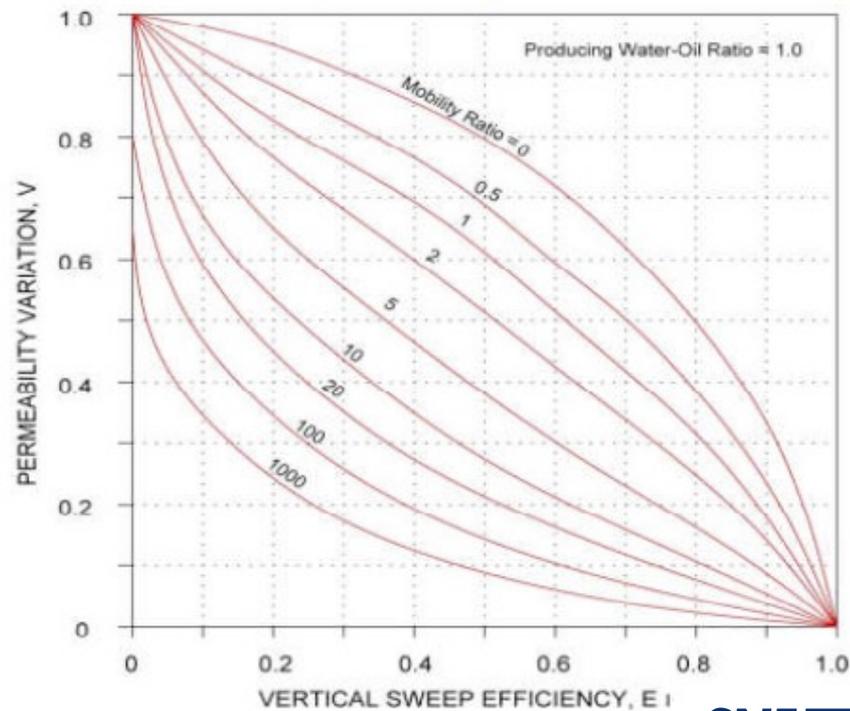
КОЭФФИЦИЕНТ ДИКСТРА-ПАРСОНА И КОЭФФИЦИЕНТ ВЕРТИКАЛЬНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

$$V = - \left[\frac{\text{perm at 84.1\% of property magnitude} - \text{median permeability value}}{\text{median permeability value}} \right]$$

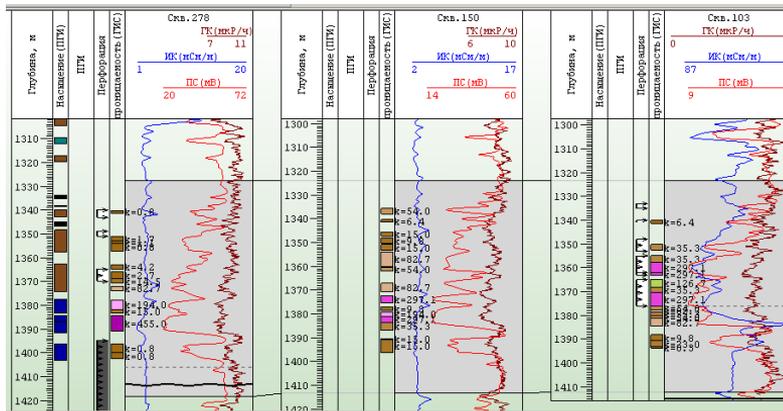
- $V = 0 \rightarrow$ Homogeneous reservoir
- $V = 1 \rightarrow$ Infinitely heterogeneous reservoir



$$E_{v1} = \frac{\text{vertical cross sectional area contacted by displacing agent}}{\text{total vertical cross sectional area}}$$



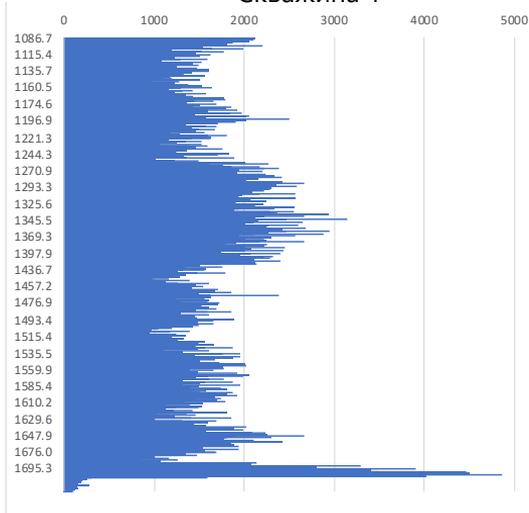
ПРИМЕР РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ



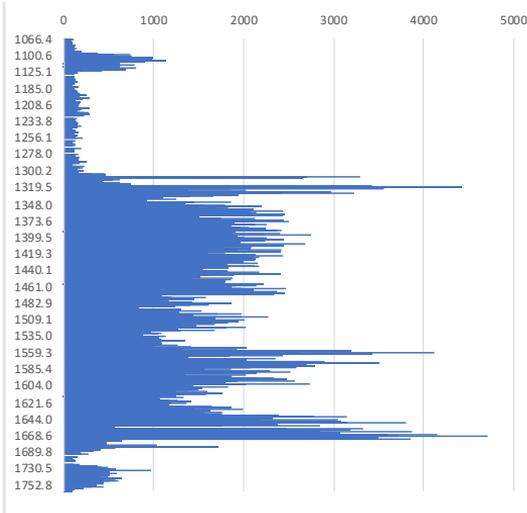
Распределение
проницаемости в
вертикальных скважинах

Распределение
проницаемости в
горизонтальных скважинах

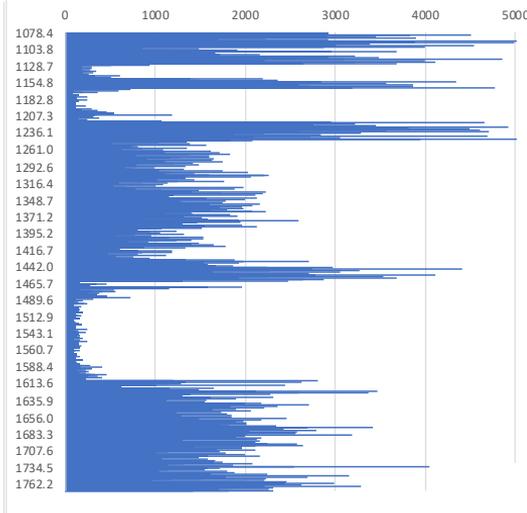
Скважина 1



Скважина 2



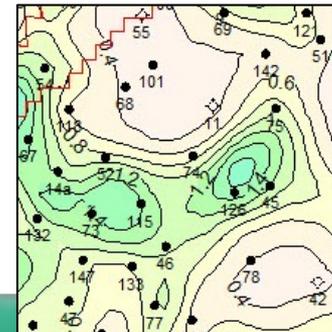
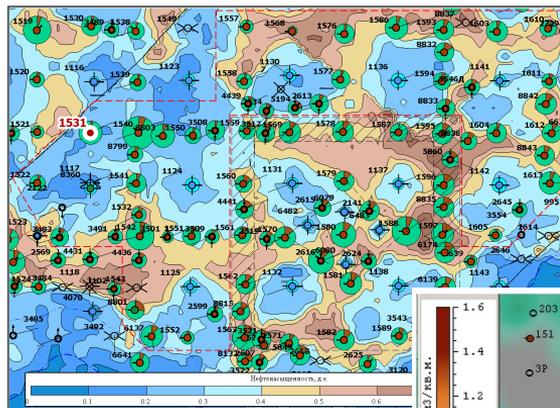
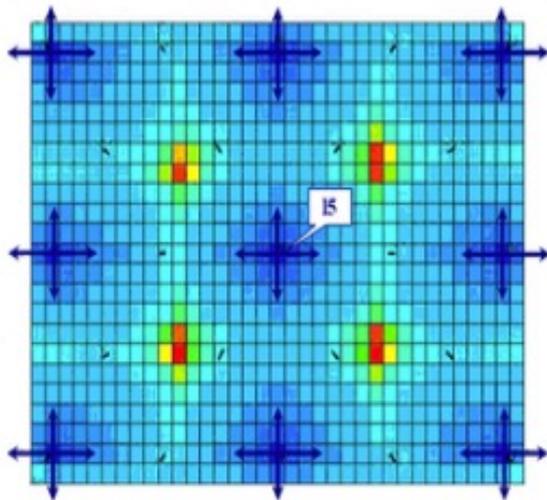
Скважина 3



РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ

Типовое распределение по площади

Теоретическое представление



Плотность запасов в пл. усл. м³/кв. м.

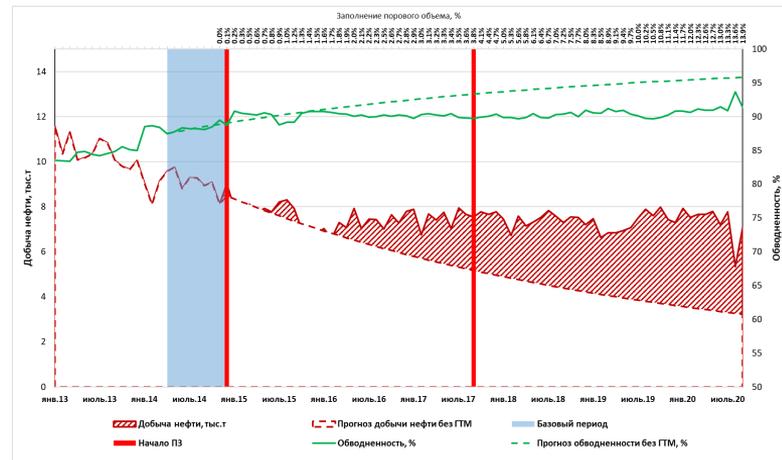
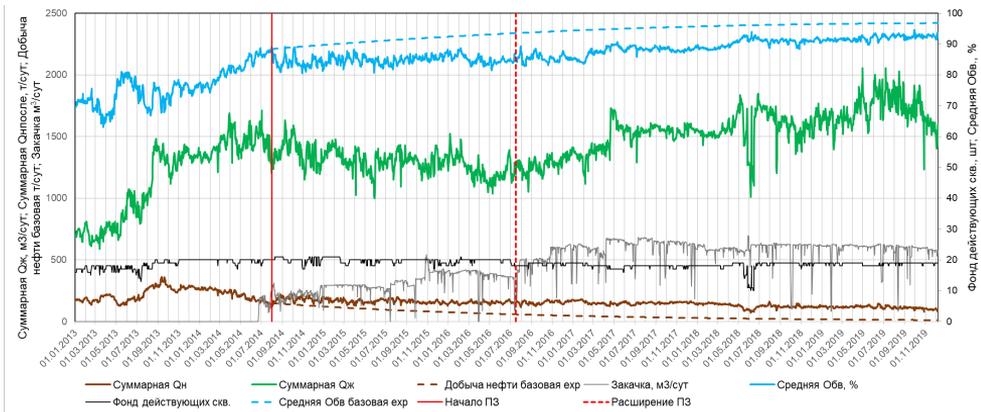


Типовое распределение в разрезе

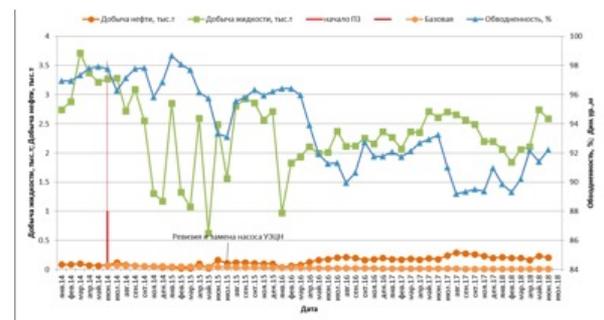
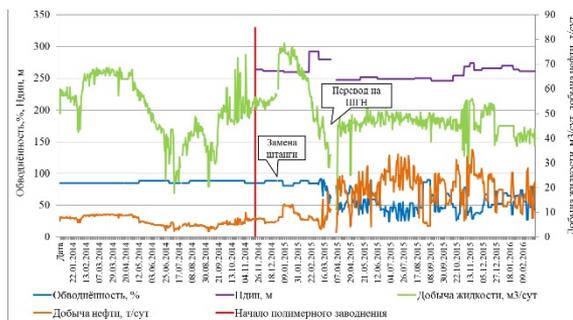
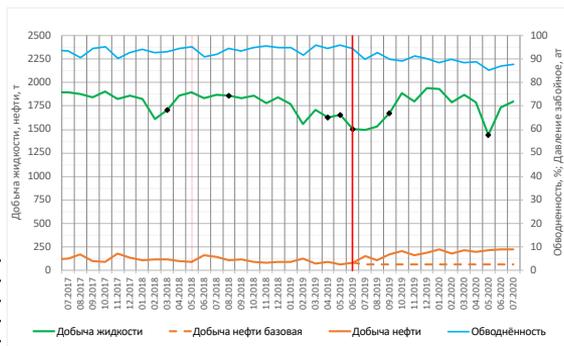


АНАЛИЗ ОБВОДНЕНИЯ

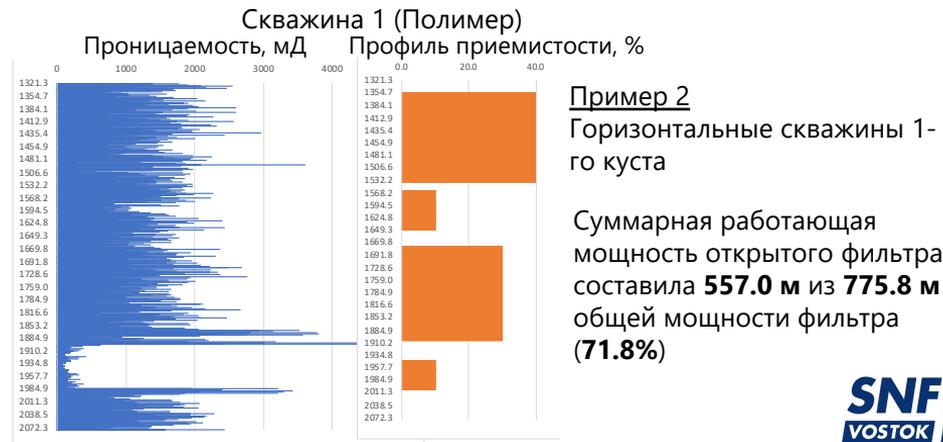
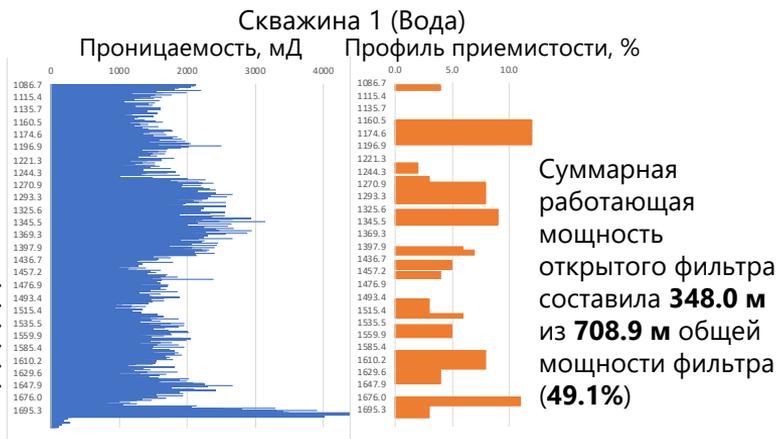
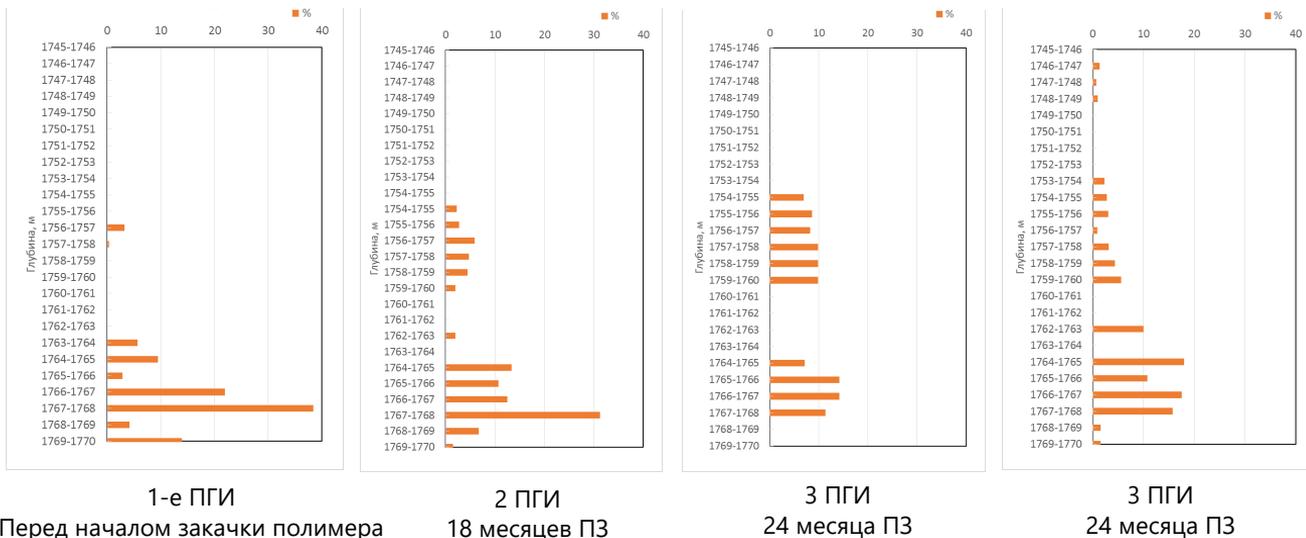
Пример по участкам



Пример по скважинам



ФАКТИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМОМОСТИ



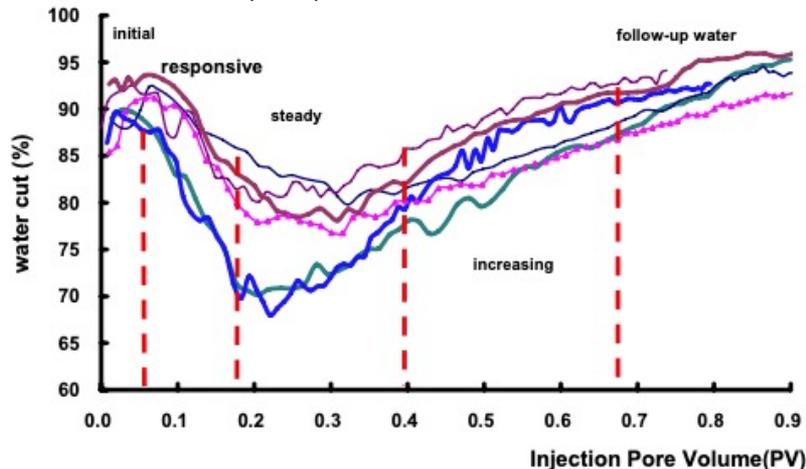
ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕАЛИЗОВАННЫХ ПРОЕКТОВ ПЗ

Название месторождения	Вязкость нефти, мПа·с	Проницаемость, мД	Пластовая температура, °С	Минерализация пластовой воды, г/л	Эффективность проекта			Масштабность проекта	
					ДДН, % сверх базового варианта	уд. эффект, м ³ нефти / 1 т полимера	снижение обводненности	кол-во блоков заводнения	объем полимерной оторочки
Matzen (Австрия)	19	500	50	20	5–10	55–60	на 4 % (с 94 % до 90 %)	2	н/д
Mangala (Индия)	9–22	200–20000	62	5,4–7,1	2	н/д	на 6 % (с 81 % до 75 %)	25	36 % PV
Каламкас (Казахстан)	23,3	946	39	118	1,6	77	на 8 % (с 90 % до 82 %)	2	7,5 % PV (по плану 30 %)
Daina (Ангола)	6,5	1000	51	~25	5	65–227	н/д	5	–
LD10-1 (Ангола)	13,3	1034	17	н/д	5,8	48	н/д	8	17,3 % PV
JZ9-3 (Ангола)	16,9	1000	56	6,4	6,2	140	на 11 %	8	30,2 % PV
Aishwariya (Индия)	10–30	1000–5000	73	н/д	25	н/д	на 3 % (с 84 % до 81 %)	25	н/д
Sirikit (Тайланд)	0,95	35	85–95	н/д	10	113–129	на 20 %	12	н/д
Rabdan (Канада)	10	н/д	55	6	5,3	н/д	на 18 %	5	н/д
Yarigui-Cantagallo (Колумбия)	24	50–182	59	13,2–14,1	20	85	стабилизация на уровне 85 %	2	по плану 20 % PV
Santo do Amaro (Бразилия)	7–20	204–250	55–56	0,5	18–19	81	на 7 % (с 90 % до 83 %)	4	44–51 % PV
Palogrande-Cebu (Колумбия)	9,4	6–150	620	н/д	1,8–2,4	78	на 1,1–2,4 %	2	15,1 % PV
Нуралы (Казахстан)	0,4–1,7	2–2200	81	н/д	н/д	~200	на 5 % (с 90 до 85)	2	по плану 30 % PV
North Stanley Stringer (США)	2,2	300	41	н/д	1,1	н/д	н/д	17	17 % PV
La-Sa-Xing (Китай, полномасштабное внедрение)	8,5–10,3	610	45–50	7	н/д	91,7	на 11–20 %	1945	800 mg/L*PV

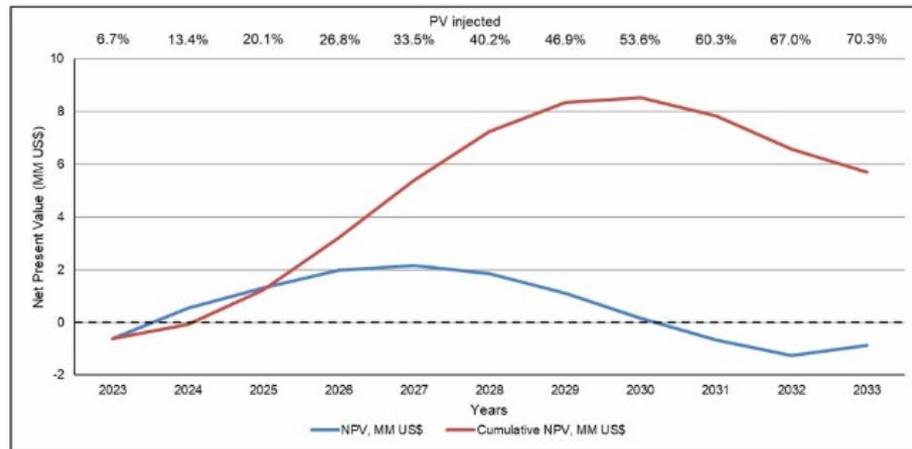
ФАКТОРЫ, ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В РФ

- Недостаточные сведения о технологии ⇒ **Скепсис в ее применении** ⇒ Обмен мнениями, проведение научных конференций
- Проектирование ⇒ **Моделирование процесса (несовершенный инструмент)** ⇒ Использование инженерных методик при составлении дизайна ОПР
- Инвестиции сегодня ⇒ **Отложенный эффект** ⇒ Высокая эффективность
- Относительно высокие затраты ⇒ **Необходимость формирования бюджета и предоплат** ⇒ Высокая маржинальность проектов
- Вызовы в процессе закачки ⇒ **Необходимость постоянного мониторинга и проработки** ⇒ Выделение участка работ в опытный, формирование группы сопровождения

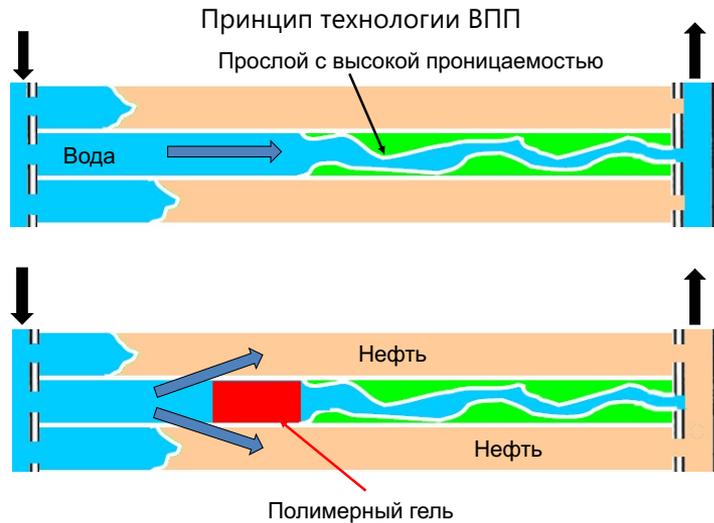
Пример изменения обводнения



Пример окупаемости пилотного проекта

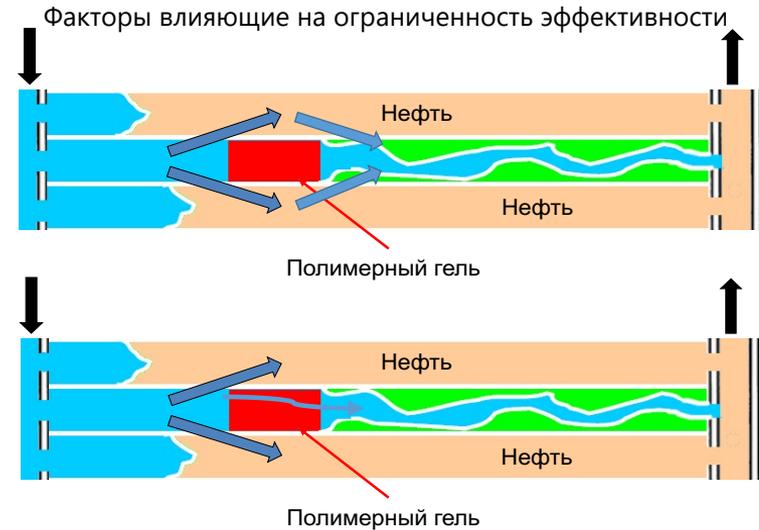


РАСПРОСТРАНЁННОЕ РЕШЕНИЕ ВОПРОСА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ – ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЁМИСТОСТИ



Плюсы

- Стоимость работ
- Выполнение работ «под ключ»
- Согласие подрядных компаний на риск-контракт
- Высокая относительная эффективность первых обработок
- **Эффективные ВПП – аргумент для применения ПЗ**



Минусы

- Продолжительность эффекта (6-8 месяцев)
- Снижение эффективности по мере увеличения кратности обработок
- Ограниченность воздействия на удалённую зону пласта

СКРИНИНГ-АНАЛИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Общая информация	
Название месторождения:	
Место расположения:	
Дата открытия:	
Название продуктивной толщи:	
Литология:	
Глубина залегания:	
Структура:	
Сетка скважин:	
Количество добывающих скважин:	
Количество нагнетательных скважин:	
Количество скважин других категорий:	
Наличие керна	

Свойства воды	
Общая минерализация пластовой воды	
Жесткость пластовой воды	
Общая минерализация нагнетаемой воды	
Жесткость нагнетаемых вод	

Свойства нефти в пластовых условиях	
Плотность	
Вязкость	
Газовый фактор	

Свойства резервуара	Среднее по месторождению	Нижний предел	Верхний предел
Средняя мощность			
Нефтенасыщенная толщина			
Средняя пористость			
Площадь месторождения			
Пористость			
Связанная вода			
Остаточная нефтенасыщенность			
Диапазон проницаемости			
Температура пласта			
Начальное пластовое давление			
Текущее пластовое давление			
Давление автоГРП			
Давление насыщения			
Аквифер			
Газовая шапка			
Тектонические нарушения			

Данные по разработке	Среднее по месторождению	Нижний предел	Верхний предел
Начальные геологические запасы			
Начало разработки			
Накопленная добыча нефти			
Накопленная добыча воды			
Накопленная добыча газа			
Накопленная закачка воды			
Накопленная закачка газа			
Прогнозная добыча нефти			
Текущая добыча нефти			
Текущая добыча воды			
Текущая добыча газа			
Текущая закачка воды			
Начало закачки			
Проектный КИН			
Текущий КИН			

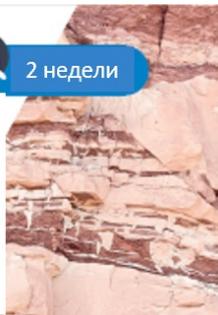
ЭТАПЫ ВНЕДРЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

1 Предварительный скрининг

- Обобщённые данные по месторождению (включая температуру, общую минерализацию, проницаемость и т.д)
- Изучение литературы, поиск месторождений аналогов
- Выбор перспективных участков



2 недели



2 Предварительные лабораторные тесты

- Проведение реологических тестов и чувствительности к сдвиговым нагрузкам
- Определение целевой вязкости/концентрации
- Тест на совместимость с другими хим. реагентами



1-3 месяца



3 Составление проекта ОПИ. Дизайн оборудования

- Определение термостабильности полимеров
- Керновые исследования. Определение адсорбции
- Составление дизайна оборудования
- Составление программы закачек
- Моделирование
- Технико-экономическое обоснование



6-8 месяцев



4 Опытно-промысловые испытания

- Подготовка воды
- Настройка оборудования, выход на проектную вязкость
- Приёмистость скважин, определение максимальных значений
- Определение дополнительной добычи нефти
- Обновление ГГДМ и экономической модели



6-18 месяцев



5 Полномасштабное внедрение

- Составление проекта
- Проектирование и изготовление оборудования
- Логистика (полимер, оборудование ШМР и ПНР)
- Мониторинг работ
- Обновление модели резервуара



1-20 лет





СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ

ООО «СНФ Восток»



Нестёркин Артём Алексеевич



+7 (916) 231 19 56



anestyorkin@snf-group.ru

