Антропов Андрей Викторович,
Andrey Viktorovich Antropov,

НТЦ НИС-Нафтагас, г. Нови Сад, Сербия
NTC NIS-Naftagas, Novi Sad, Serbia

Научные направления: практическое применение химических и газовых МУН, цифровая трансформация в нефтегазовом деле, создание и управление подземными хранилищами CO_2.

Research areas: practical application of chemical and gas EOR methods, digital transformation in the oil and gas industry, creation and management of underground CO_2 storage facilities (CCUS).

Вук Калинич,
Vuk Kalinić,

НИС, г. Нови Сад, Сербия
NIS, Novi Sad, Serbia

Научные направления: практическое применение газовых и химических МУН, оптимизация разработки месторождений на поздней стадии и максимизация коэффициента извлечения нефти, разработка трещиноватых коллекторов, создание и управление подземными хранилищами CO_2.

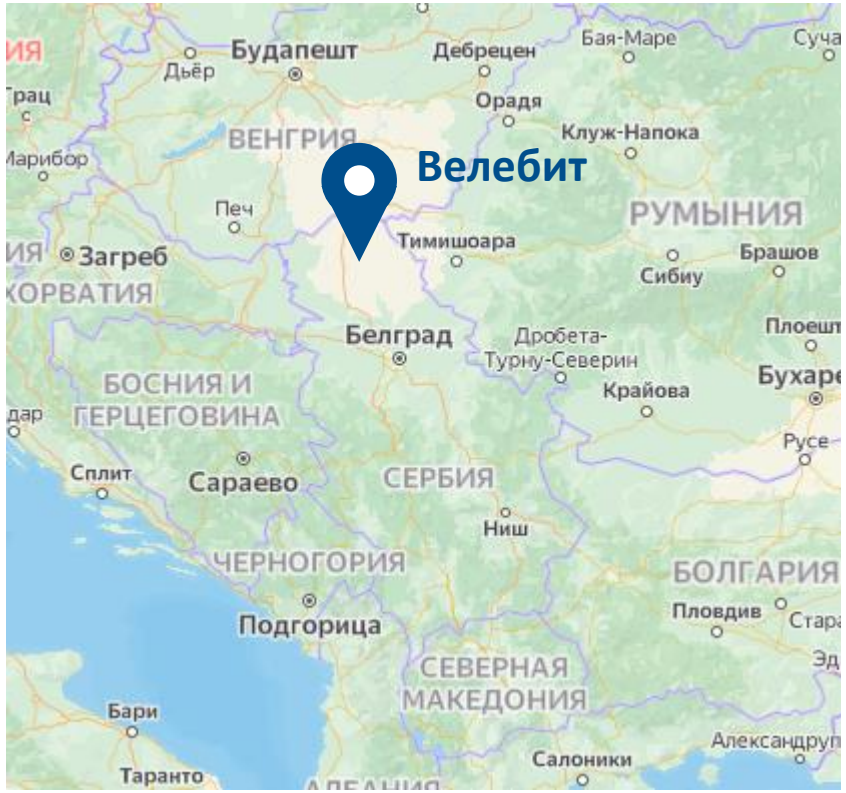
Research areas: practical application of gas and chemical EOR methods, brown field development optimization and recovery factor maximization, field development of naturally fractured reservoirs, creation and management of underground CO_2 storage facilities (CCUS).

Проект химического заводнения на месторождении Велебит
Chemical flooding project at the Velebit field

В данной работе описывается проект по выбору оптимального дизайна химического заводнения на месторождении Велебит (Республика Сербия), находящегося на завершающей стадии разработки. Выбранный объект разработки характеризуется высокой проницаемостью коллектора (0.6-5 Дарси), состоящего преимущественно из слабо консолидированного песчаника. На объекте изначально присутствовали объемная газовая шапка и активный водонапорный горизонт. Ввиду указанных особенностей пластовое давление на месторождении за длительную историю разработки практически не снижалось, соответственно в организации системы ППД не было необходимости. При этом проектный КИН составляет более 65%. Однако глубокий анализ разработки показывает потенциал по получению дополнительной добычи нефти за счет снижения остаточной нефтенасыщенности при закачке ПАВ в комбинации с полимером.

This paper describes a project of selection the optimal design for chemical flooding at the mature oil and gas Velebit field (Republic of Serbia). This field is characterized by a high permeability of the reservoir (0.6-5 Darcy), consisting mainly of pure-consolidated sandstone. The reservoir initially had a voluminous gas cap and an active aquifer. In view of these features, the field pressure has not practically decreased over the long history of development; therefore, there was no need to organize a reservoir pressure maintenance system. At the same time, the projected oil recovery factor is more than 65%. However, a deep analysis of the field development shows the potential to obtain additional oil recovery by reducing the residual oil saturation when injecting surfactants in combination with a polymer.

Основная информация о месторождении



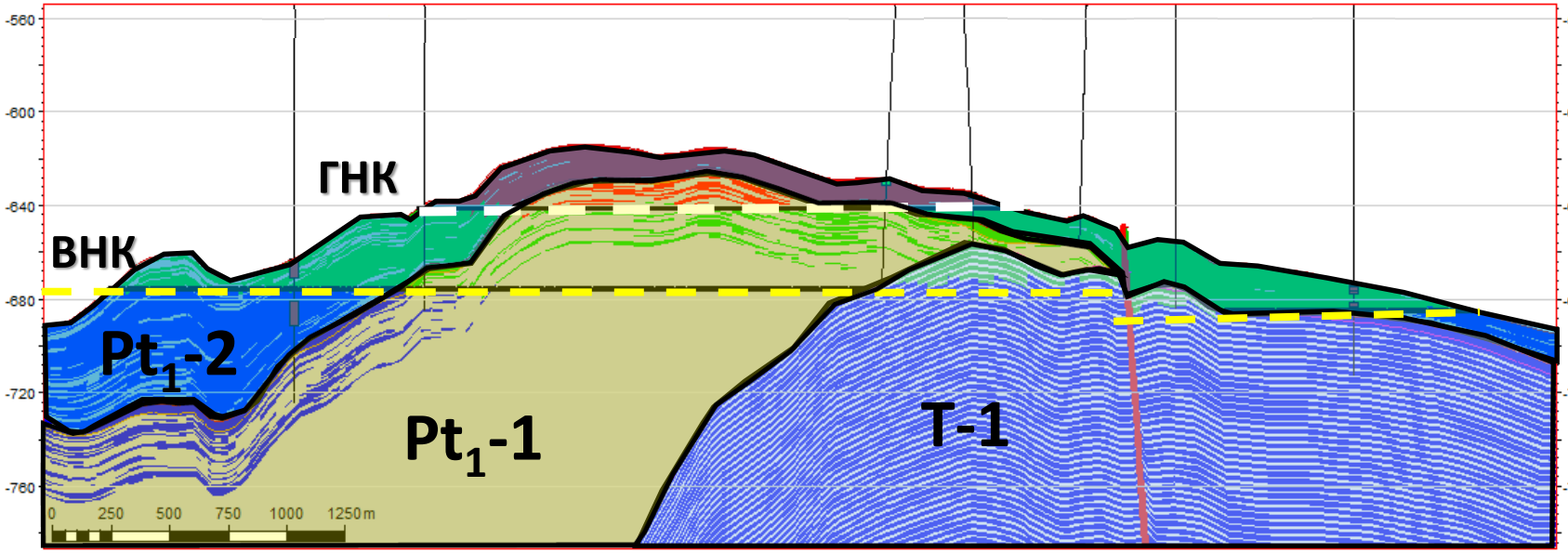
- Расположено в автономной области Войводина, Республика Сербия
- В разработке с 1968 года
- Присутствует объемная газовая шапка

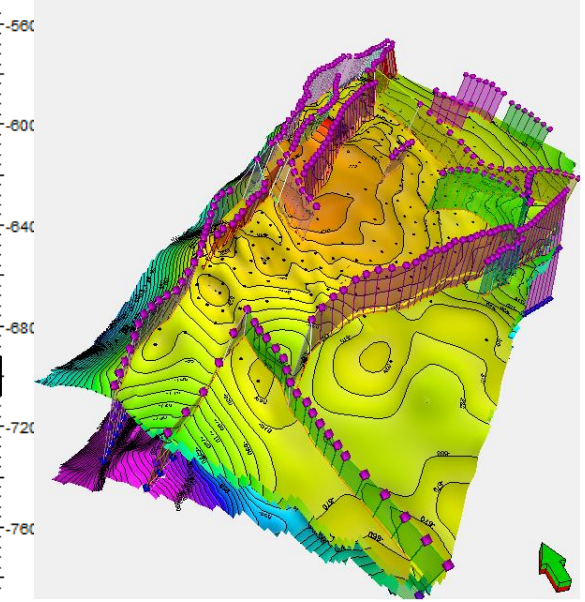
- **Проектный КИН** – 67%
- **Текущий КИН** – 55%

- **В добыче** – 239 скважины
- **Средняя обводненность** – 81%
- **Средний Qжид** – 16 т/сут

- **Средняя глубина** – 700м
- **Литология** – преимущественно высокопроницаемые слабо консолидированные пески и песчаники
- **Пластовое давление** начальное/текущее – 75/65 бар
- **Пластовая температура** – 67 ^{0}C

Основная информация о месторождению



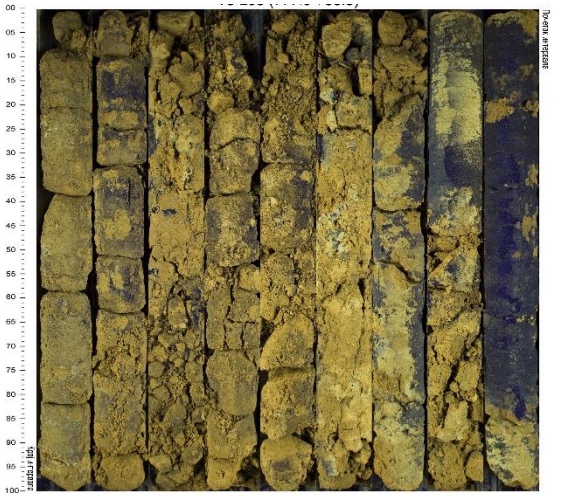


- **Структура залежи:**
  - **Pt1-2** - слабо консолидированные пески и песчаники
  - **Pt1-1** – заглинизированные песчаники и конгломераты
  - **T-1** – трещиноватые карбонаты и известняки
- Основной пласт – **Pt1-2 содержит 90% НИЗ**
- Присутствует несколько больших разломов, некоторые проницаемы
- Нефтенасыщенная мощность – Максимум – 46 м / Средняя 23 м
- ФЕС Pt1-2 **Проницаемость 0.6-5 Дарси, Пористость до 42%**
- Выполнено ограниченное количество исследований керна и ГИС пластов Pt1-1 и T

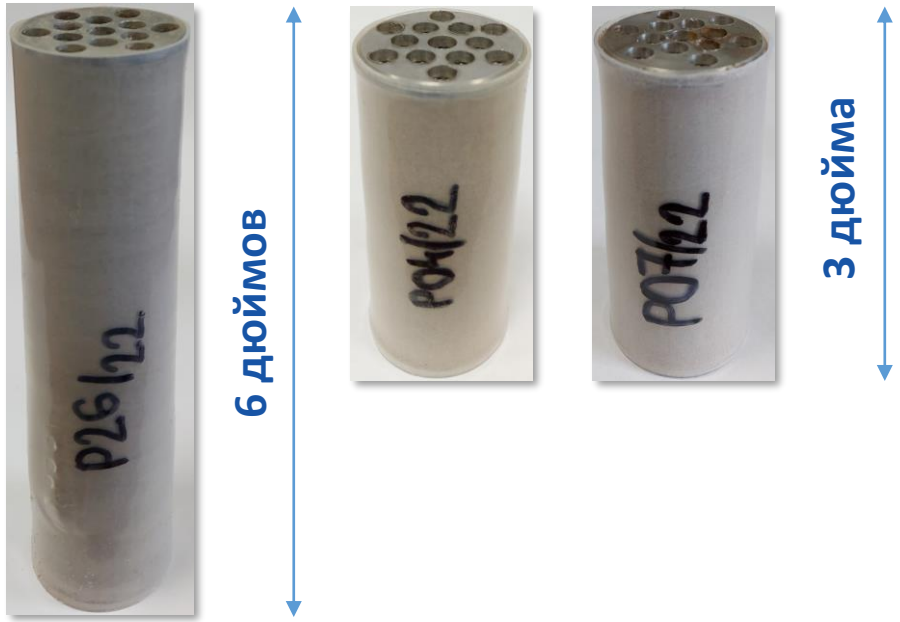
Керновый материал

Дневной свет

УФ - освещение



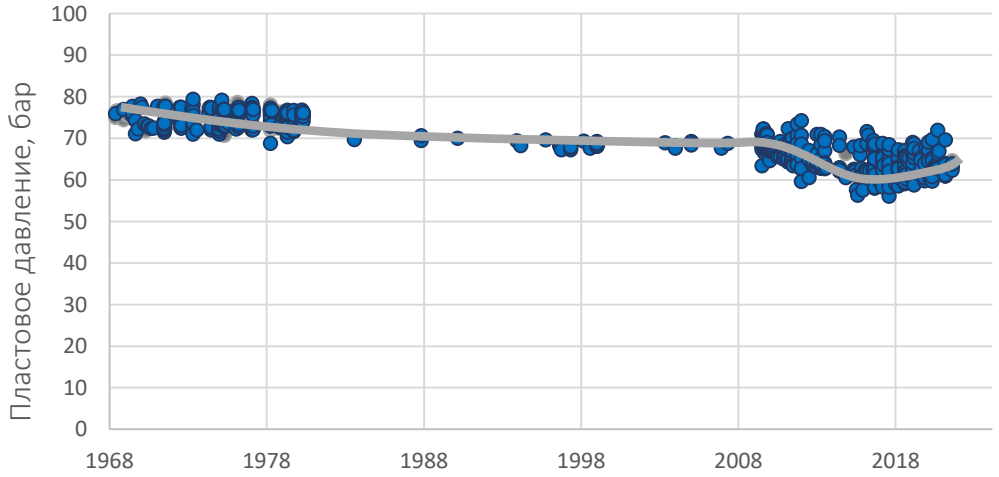
- Малое количество керна возможно использовать для фильтрационных исследований
- Необходимо применять насыпные модели



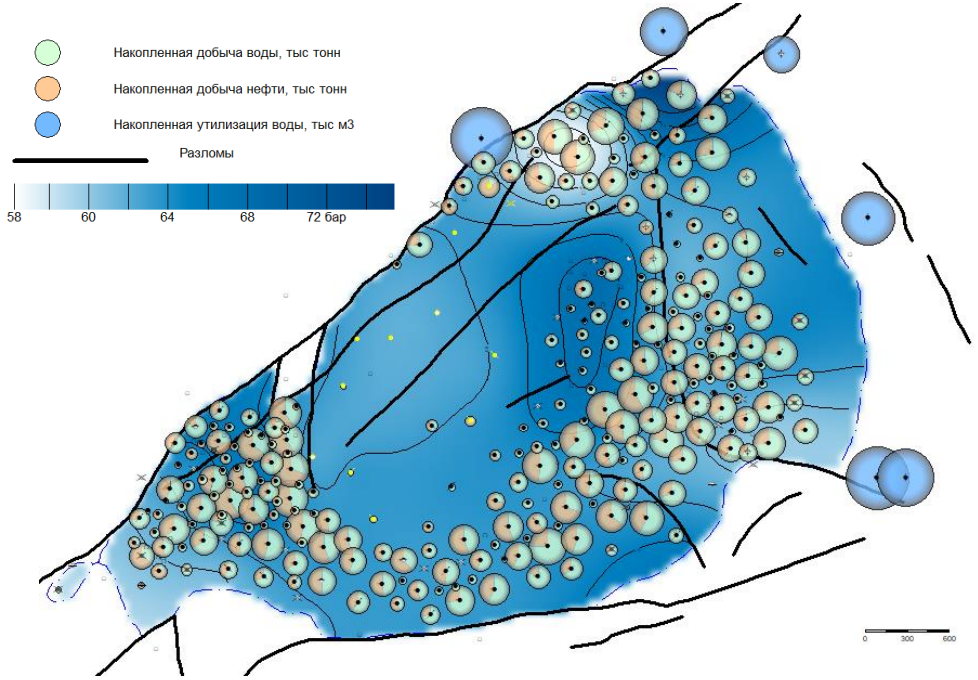
Разработка месторождения

Динамика добычи

Динамика Рпл



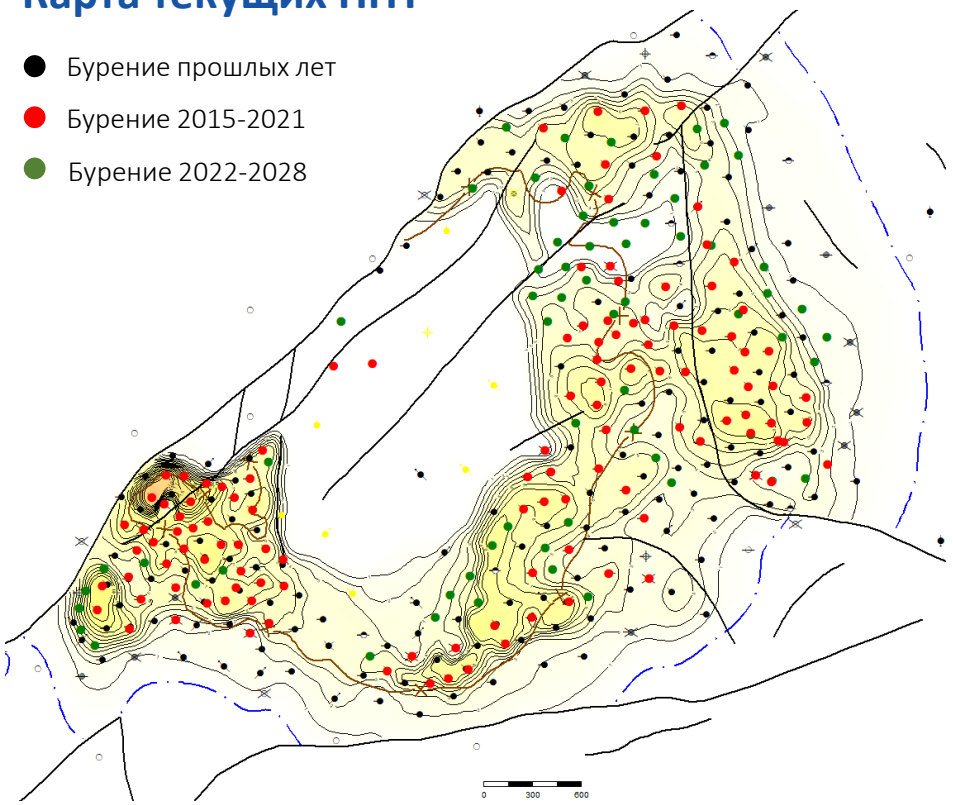
Карта изобар 2022 год



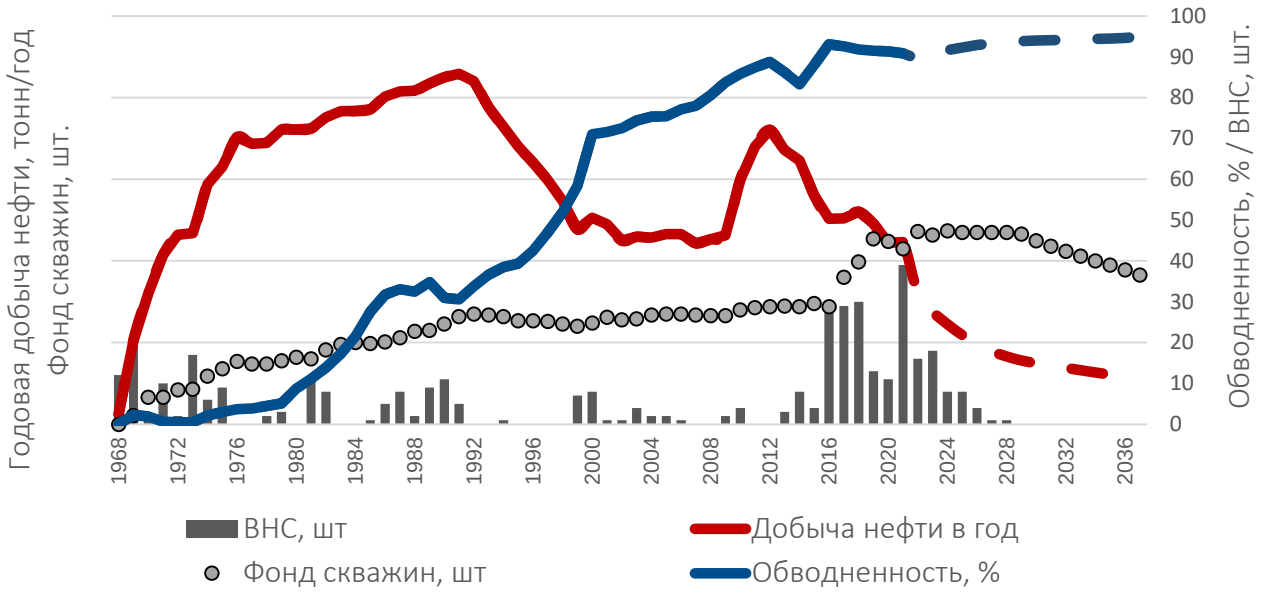
- За 53 года разработки давление снизилось не более, чем на 10 бар, в основном в период интенсивных отборов газа ГШ
- Присутствует активный водонапорный горизонт

Разработка месторождения

Карта текущих ННТ



Базовый прогноз добычи

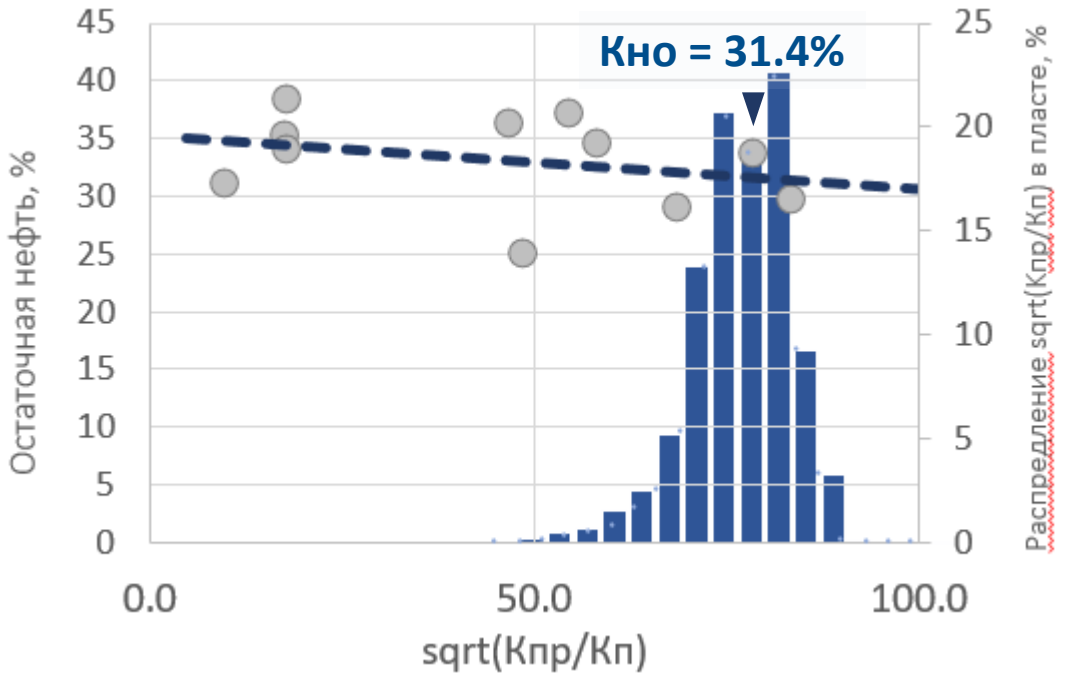


- Для разработки нефтяной оторочки была выбрана радиальная система разработки
- Программа уплотняющего бурения 2015-2021 позволила стабилизировать падение добычи
- Кохв -> 1, КИН -> Квыт

Оценка потенциала

Определение Кно на керне

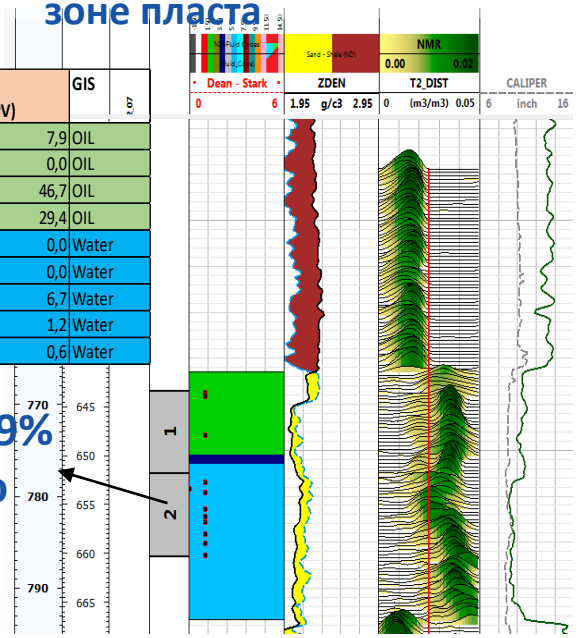
Оценка Кно при измерении ОФП



Определение Кно по ГИС

Определение остаточной нефтенасыщенности в керне из промытой зоне пласта

red. br.	bušotina	dubina uzorka	So (%PV)	Sw (%PV)	GIS
1	Ve-293	768,7	50,1	7,9	OIL
2	Ve-293	768,9	45,8	0,0	OIL
3	Ve-293	769,1	42,7	46,7	OIL
4	Ve-293	773,4	63,8	29,4	OIL
5	Ve-293	779,	28,1	0,0	Water
6	Ve-293	782,	24,3	0,0	Water
7	Ve-293	786,4	23,0	6,7	Water
8	Ve-293	784,	29,0	1,2	Water
9	Ve-293	785,	28,7	0,6	Water



Кно 23% ÷ 29%

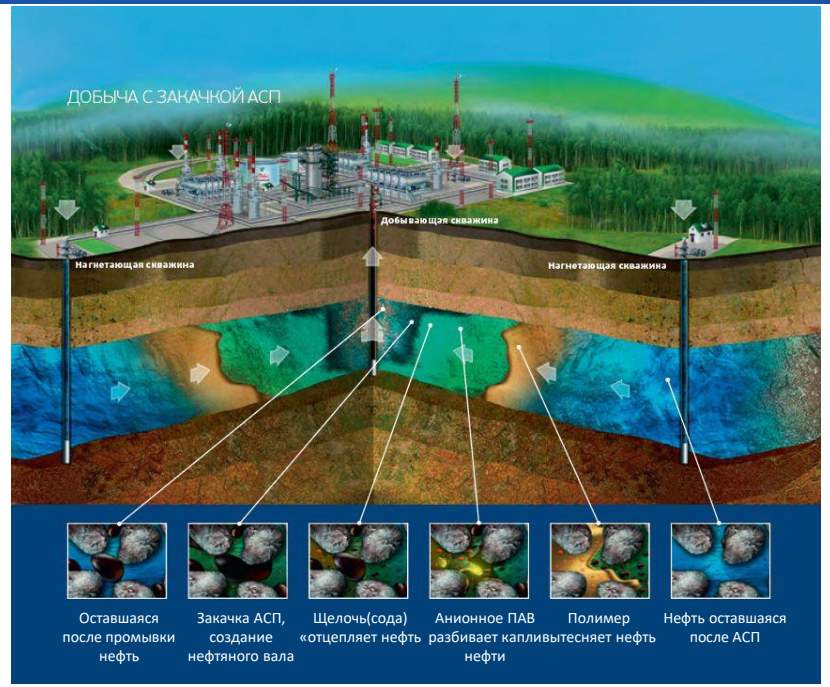
Ср. знач Кно 26,6%

- Измерения величины остаточной нефтенасыщенности показывают наличие потенциала по увеличению КИН
- Снижение Кно на 10% приводит к увеличению ОИЗ в 2 раза

Химическое заводнение

Проект	Проницаемость, мД	Пористость, %	Вязкость нефти в пл.усл., сП	Эффективная ННТ, м	Расстояние между скважинами, м	Плотность нефти в н.у., кг/м3	Кнн,%	Кн к концу ASP, %	WC к началу реализации ASP,%	WC к концу реализации ASP,%	Тпл, оС	Прирост КИН от применения ASP, %
Kalol,	20-700	16-20	1.87	4.6	280-400	820	25	-	92	66.7	82	5
Daqing, Китай	72	26-28	11	14.7	74-246	857	72	-	90	50	-	18-25
Karamay, Китай	157	18	17.2	15-22	50	860	67	-	99	79	-	25
Mangala, Индия	**200-2000**	**21-28**	**17**	**-**	**100**	**893**	**26**	**10**	**98**	**92**	**65**	**20**
Shengli, Китай	1520	32	46	15.9	208	-	68	-	96	83	-	15.5
Warner, Канада	1500-3500	18-28	50	7.1	-	940	-	14	98	84	35	16
Suffield, Канада	1000-3000	20-30	250	2.9	-	973	-	31	60	-	33	16
Западно Салымское, Россия (Пилот)	10-100	18-22	2	60	250	874	26	-	98	88	83	16
Algyo, Венгрия (SP)	70	23.7	0.64	28	250	810	-	-	98	80	98	*17*
Холмогорское, Россия (пилот SP)	40	24	1.78	3.1	200	856	58	22	97	-	87	*18*
Ср.знач	*800*	*28*	*39*	*17*	*200*	*875*	*48*	*19*	*92*	*77*	*69*	*17*
Велебит	**300-6000**	**28-42**	**9.54**	**13**	**70-250**	**917**	**81**	**-**	**81**	**-**	**67.5**	**5-15**

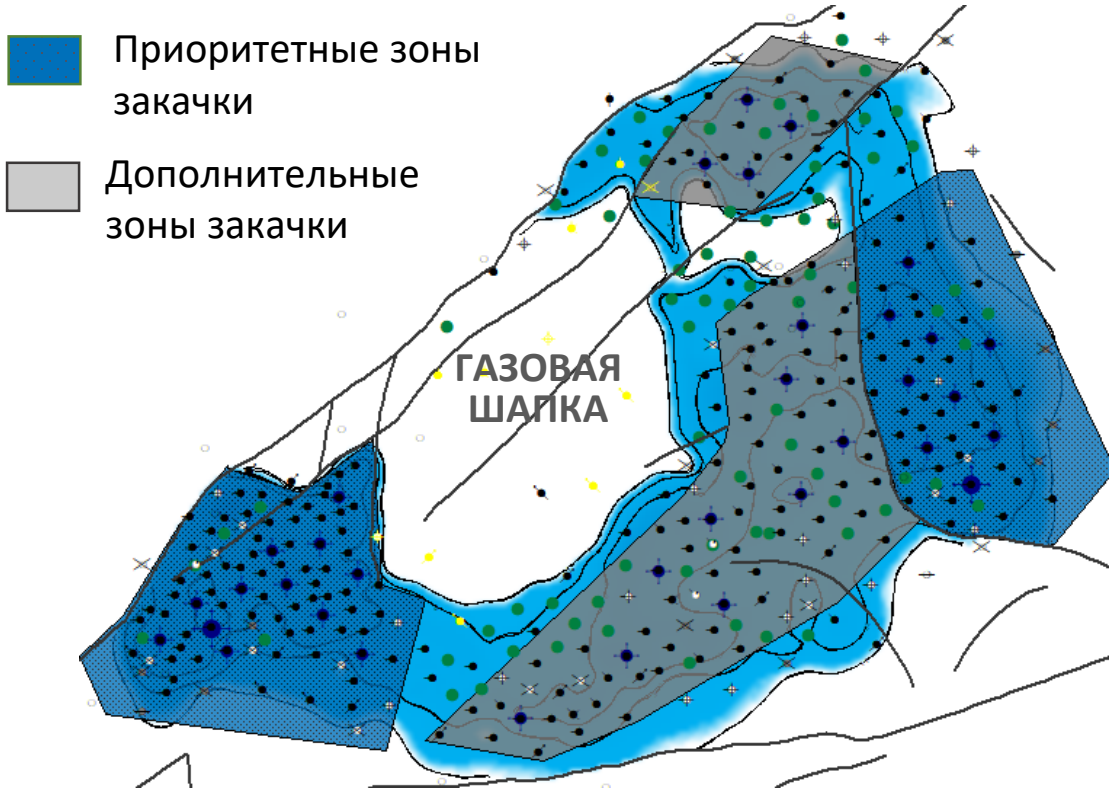
Ближайший аналог – месторождение Мангала, Индия
Достигнутый прирост КИН от применения ASP +20%



Основные характеристики месторождения Велебит соответствуют критериям применимости ASP заводнения

Рпл тек, бар	65
Тпл, °С	67.5
Кно, %	30
Проницаемость, мД	1500
Кислотное число нефти, мг/г	**0.82**
Вязкость нефти, сП	10

Оценка потенциала



✓ Анализ мирового опыта по применению ASP и SP заводнения на месторождениях с аналогичным геологическим строением показывает потенциал прироста КИН на 5-20%

Работы выполненные в 2021 году

✓ Проведен скрининг технологий МУН и выбрана технологий закачки щелочь+ПАВ+полимер как наиболее перспективная

✓ Выполнена верхнеуровневая оценка экономической рентабельности проекта

✓ Начаты лабораторные исследования для поиска оптимальной композиции хим. реагентов

План работ 2022 – 2023 гг

- Выбор оптимальной композиции хим. реагентов (щелочь + ПАВ + полимер)
- Проведение SWCTT для подтверждения эффективности выбранной технологии
- Детальная проработка ТЭО для пилотной фазы закачки и ПМР

Лабораторные исследования

- Выполнен скрининг коммерческих ПАВ, применяемых в смежных отраслях. Результат неудовлетворительный. Стабильных микроэмульсий не получено
- Фазовые исследования показали перспективную композицию 1% Na_2CO_3 + 0.5% ПАВ + 1000 ppm полимера

- Скан солености показ отсутствие необходимости добавления соли
- Вязкость средней фазы варьируется в области 10 – 30 сП, при вязкости нефти в пл.усл. 10 сП, поэтому полимер нужен только для придания вязко-эластичных свойств ПАВ полимерной оторочки

- Использование тонкой трубки наполненной песком позволяет получить микроэмульсию быстрее, чем в лабораторной посуде

- В настоящее время ведутся фильтрационные исследования на керне

Лабораторные исследования физ-химия

- ☑ Формирование микроэмульсии при пластовой температуре, ПАВ-1 в комбинации с Na_2CO_3 и моноэтаноламином
- ☑ Определение динамической вязкости микроэмульсии полученной с ПАВ-1
- ☑ Выбор и определение оптимальной концентрации полимера – измерение динамической вязкости при пластовой температуре с разными концентрациями
- ☑ Подготовка ПАВ-полимерной смеси ПАВ-1 + Полимер-1 и определение ее реологических свойств
- ☑ Тест термостабильности смеси ПАВ-1 и полимера Полимер-1 при пластовой температуре
- ☑ Определение динамической вязкости и термостабильности смеси 1% Na_2CO_3 + 0,5% ПАВ1 + 0,1% ppm Полимер-1
- ☑ Тест стабильности микроэмульсии 1% Na_2CO_3 + 0,5% ПАВ1 + 0,1% ppm Полимер-1 путем измерения динамической вязкости
- ☑ Моделирование формирования микроэмульсии в пластовых условиях путем прокачки щелочь+ПАВ+полимерной смеси через тонкую трубку наполненную песком
- ☑ Формирование микроэмульсии при пластовой температуре ПАВ-2 и тест термостабильности
- ☑ Влияние щелочи на вязкость смеси ПАВ-2 + Полимер-1 .
- ☑ Влияние изменения концентрации ПАВ на вязкость смеси ПАВ-2 + Полимер-1
- ☑ Влияние изменения концентрации ПАВ на вязкость смеси ПАВ-1 + Полимер-1

Лабораторные исследования фильтрационные эксперименты

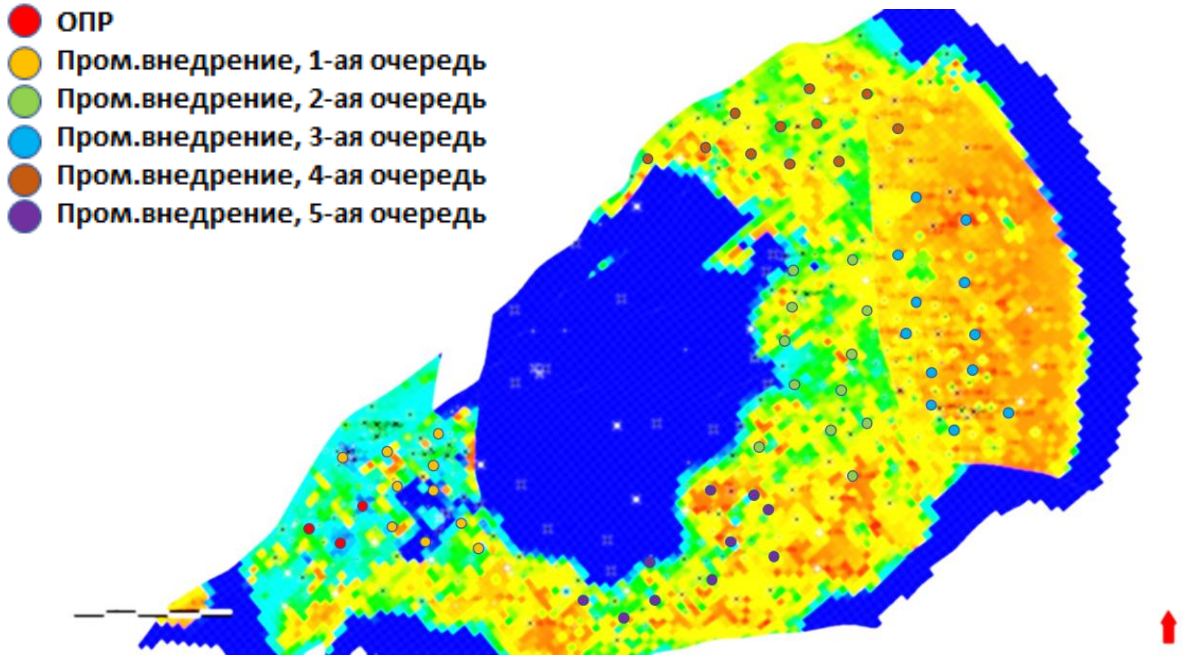
Испытания	Полимер и щелочь		АСП ПАВ-1		SP ПАВ-2		SP ПАВ-1	
	Результаты	Рассчитанные значения	Результаты	Рассчитанные значения	Результаты	Рассчитанные значения	Результаты	Рассчитанные значения
Прокачка нефти/ определение Soi	Soi = 73,53 %		Soi = 72,32 %		Soi = 74,30 %		Soi = 73,80 %	
Прокачка МПВ* за Sor1	**Sor1 = 32,10%** Kw1@Sor = 25,09 mD		**Sor1 = 31,82%** Kw1@Sor = 13,64		**Sor1 = 31,17%** Kw1@Sor = 12,24 mD		**Sor1 = 31,35%** Kw1@Sor = 37,05 mD	
Закачка 1-й хим. оторочки	0,1% Полимер-1 Sor2 = 22,68 %	Rm1 = 13,132	1% Na_2CO_3 0,1% ПАВ-1 0,1% Полимер-1 Sor2 = 17,69 %	Rm1 = 85,83	0,1% ПАВ-2 0,1% Полимер-1 Sor2 = 21,01 %	Rm1 = 62,52	0,1% ПАВ-1 10,1% Полимер-1 Sor2 = 25,40 %	Rm1 = 27,33
Прокачка МПВ	Sor2' = 22,47 %	RRF1 = 6,912						
Закачка 2-й хим. оторочки	0,1% Полимер-11% Na_2CO_3 Sor3 = 15,95 %	Rm2 = 20,034	1% Na_2CO_3 0,5% ПАВ-1 0,1% Полимер-1 Sor3 = 17,69 %	Rm2 = 816,4	0,5% ПАВ-2 0,1% Полимер-1 Sor3 = 14,98 %	Rm2 = 53,69	0,5% ПАВ-1 0,1% FP3630S Sor3 = 25,40 %	Rm2 = 18,93
Прокачка МПВ	Sor4 = **11,18 %**	RRF2 = **12,832**	Sor4 = **14,91 %**	RRF = **2718,3**	Sor4 = **10,46 %**	RRF = **12,04**	Sor4 = **25,40 %**	RRF = **2,92**
Квыт	**84,7%**		**79,4%**		**85,9%**		**65,6%**	

Закачка Na_2CO_3 приводит к формированию высоковязких эмульсии.
ПАВ-1 показал неудовлетворительные результаты.
На данный момент оптимизируется хим. состав с ПАВ-2 без щелочи

* МПВ – модель пластовой воды

Предварительный дизайн

Карта нефтенасыщенности на 01.2022



	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Всего
Пилот	3									
Группа 1					10					
Группа 2						10				
Группа 3							12			
Группа 4								12		
Группа 5									11	
Всего	**3**				**10**	**10**	**12**	**12**	**11**	**58**

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Пилот	SP	SP	POL	POL	POL	POL	POL	POL	W	W						
Группа 1					SP	POL	POL	POL	POL	POL	W	W				
Группа 2						SP	SP	POL	POL	POL	POL	POL	POL	POL	W	W
Группа 3							SP	POL	POL	POL	POL	POL	W			
Группа 4								SP	POL	POL	POL	POL	POL	W	W	
Группа 5									SP	POL	POL	POL	POL	W		

- 3 нагнетательных скважины для ОПР + 55 скважин на полное развитие
- Максимальная приемистость нагнетательных скважин при закачке (A)SP – 200 м3/сут
- Композиция (A)SP: 1% щелочи (опция), 0,5% ПАВ, 0,1% полимер
- Дизайн закачки: 0.1-0.3 PV (A)SP, 0.5 PV Полимер, 0.1 PV Вода
- Длительность прокачки элемента 6-10 лет

Дорожная карта

Виды работ	2022				2023				2024				2025				2026				2027				2028			
	Iкв	IIкв	IIIкв	IVкв	Iкв	IIкв	IIIкв	IVкв	Iкв	IIкв	IIIкв	IVкв	Iкв	IIкв	IIIкв	IVкв	Iкв	IIкв	IIIкв	Ivкв	Iкв	IIкв	IIIкв	IVкв	Iкв	IIкв	IIIкв	IVкв
Лабораторные исследования																												
Оптимизация дизайна на ГДМ																												
Концептуальное проектирование																												
SWCTT 2 теста																												
Подготовка ОПР																												
Пилотная закачка (ОПР)																												
Полномасштабная реализация																												

- В конце 2022 года – первой половине 2023 года планируется проведение 2-х SWCTT
- Начало ОПР на 3 скважинах планируется начать в 2024 году
- Завершение ОПР, переход к полномасштабной реализации планируется в 2028 году

Заключение

1. Аналитические и цифровые модели показывают высокий потенциал увеличение КИН за счет закачки щелочь ПАВ полимерных растворов на месторождении Велебит
2. Выбрана приоритетная композиция ПАВ для проведения трассерных исследований на единичной скважине SWCTT
3. Целесообразность использования щелочи требует дополнительной проработки в лабораторных экспериментах
4. Предварительные фильтрационные тесты показывают эффективность применения выбранных композиции. Наблюдается снижение Кно с 31% до 15%
5. Подготовлен концептуальный проект реинжиниринга поверхностной инфраструктуры и финансово экономическая модель. ФЭМ используется для оптимизации состава закачиваемой смеси и дизайна закачки
6. Следующий этап подтверждения эффективности применения технологии - SWCTT

Выражаем благодарность команде «Газпромнефть - Технологические партнерства» за поддержку проекта

NIS БУДУЩЕЕ В ДЕЙСТВИИ

НАЗАРЛАРЫҢЫЗҒА РАХМЕТ

NIS.RS