МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Анализ эффективности довыработки остаточных запасов нефти на Мухановском месторождении в условиях неоднородных высокообводненных терригенных коллекторов

Работа выполнена магистрантом:
Фролов М.В.
Научный руководитель: доц., к.т.н.
Мулляминва Р.М.

Астрахань
2021

Актуальность :

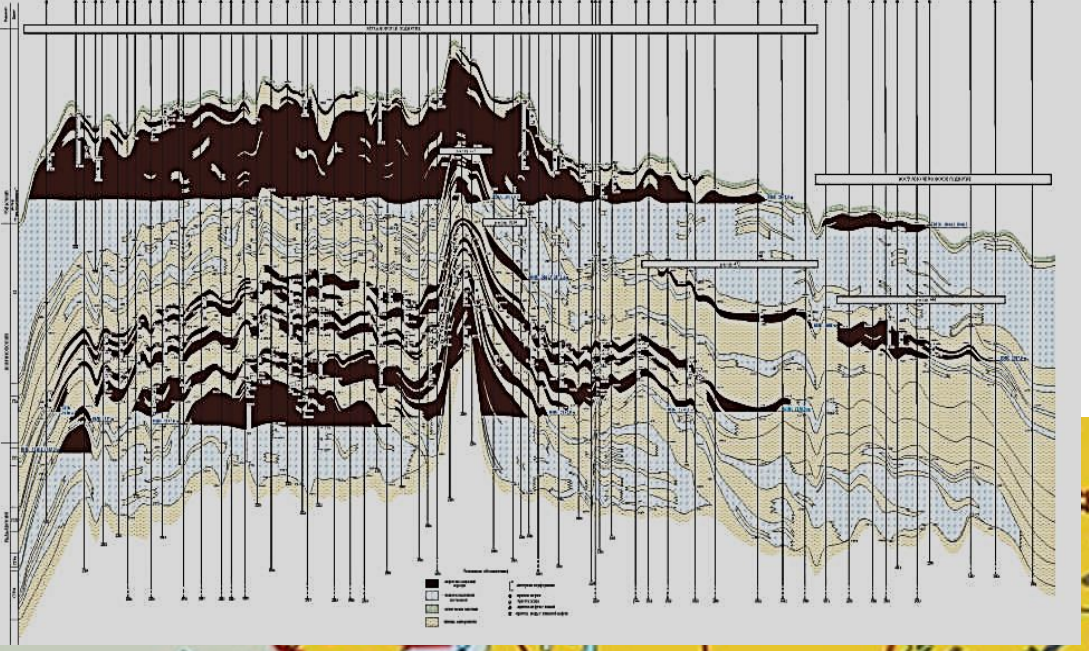
В настоящее время значительная доля нефтяных месторождений России, большая часть которых расположена в Урало-Поволжье, вступила в завершающую стадию разработки и характеризуется падением добычи. Это обусловлено истощением активных запасов нефти, и, как следствие, увеличением доли остаточной нефти, заключенной в зонах, не охваченных заводнением, и физически или химически связанной с породой пласта нефти. Дополнительным фактором является рост обводненности сложнопостроенных терригенных коллекторов и их высокая расчлененность.

Достигнуть проектируемого коэффициента извлечения нефти (КИН) можно за счет увеличения коэффициента вытеснения нефти из пласта путем улучшения отмывающей способности вытесняющего агента или за счет увеличения коэффициента охвата пласта заводнением.

Решение проблемы повышения эффективности разработки месторождений на поздней стадии разработки с остаточными запасами нефти связано с созданием новых и усовершенствованием существующих физико-химических методов, обеспечивающих более полное извлечение нефти и уменьшение объемов добычи попутной воды.

Целью работы является анализ повышение степени извлечения нефти из обводненных неоднородных терригенных коллекторов на завершающей стадии разработки месторождений.

Мухановское месторождение



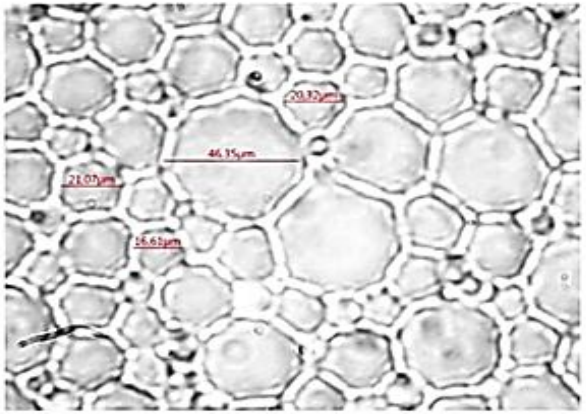
Проблемы, возникающие при довыработке остаточных запасов из терригенных коллекторов:

- нефтяные пласты существенно различаются коллекторскими свойствами, видами пластовой энергии, глубинами залегания, что создает различные условия для их разработки;
- влияние послойной неоднородности на обводнение залежей и неравномерное движение фронта вытеснения;
- совместная разработка нескольких пластов осложнила получение объективной информации о характере выработки каждого из пластов;
- высокое влияние состава закачиваемых вод на процесс вытеснения.

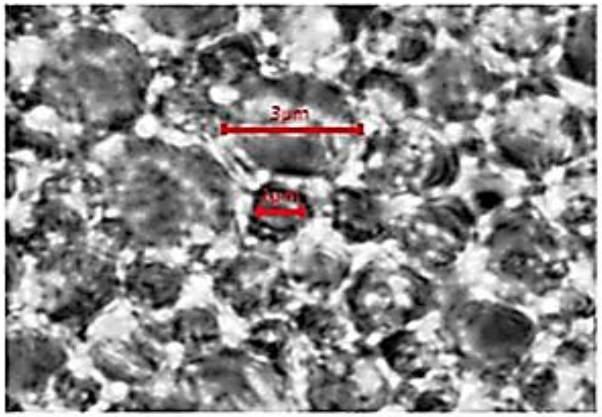
Требования предъявляемые к вытесняющим агентам заводнения

- Селективность
- Высокая степень фильтруемости
- Регулируемая плотность
- Высокая агрегативная устойчивость
- Совместимость
- Антикоррозионные свойства
- Экологическая безопасность
- Экономическая доступность

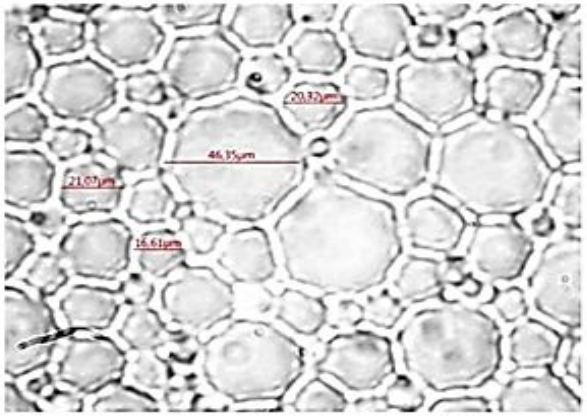
Микрофотографии эмульсии



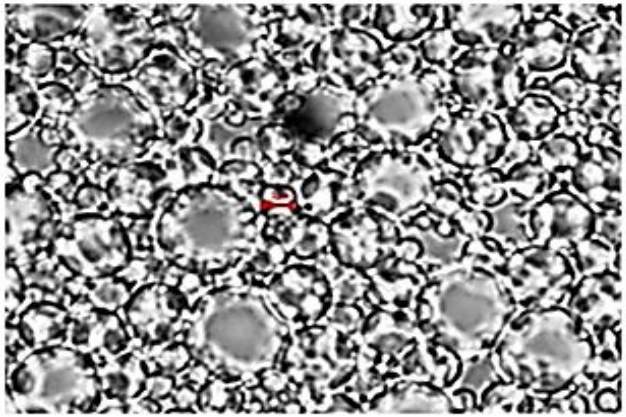
а – Микрофотография эмульсии без добавления ПАВ



б – Микрофотография эмульсии после добавления 1 % масс. сульфонола



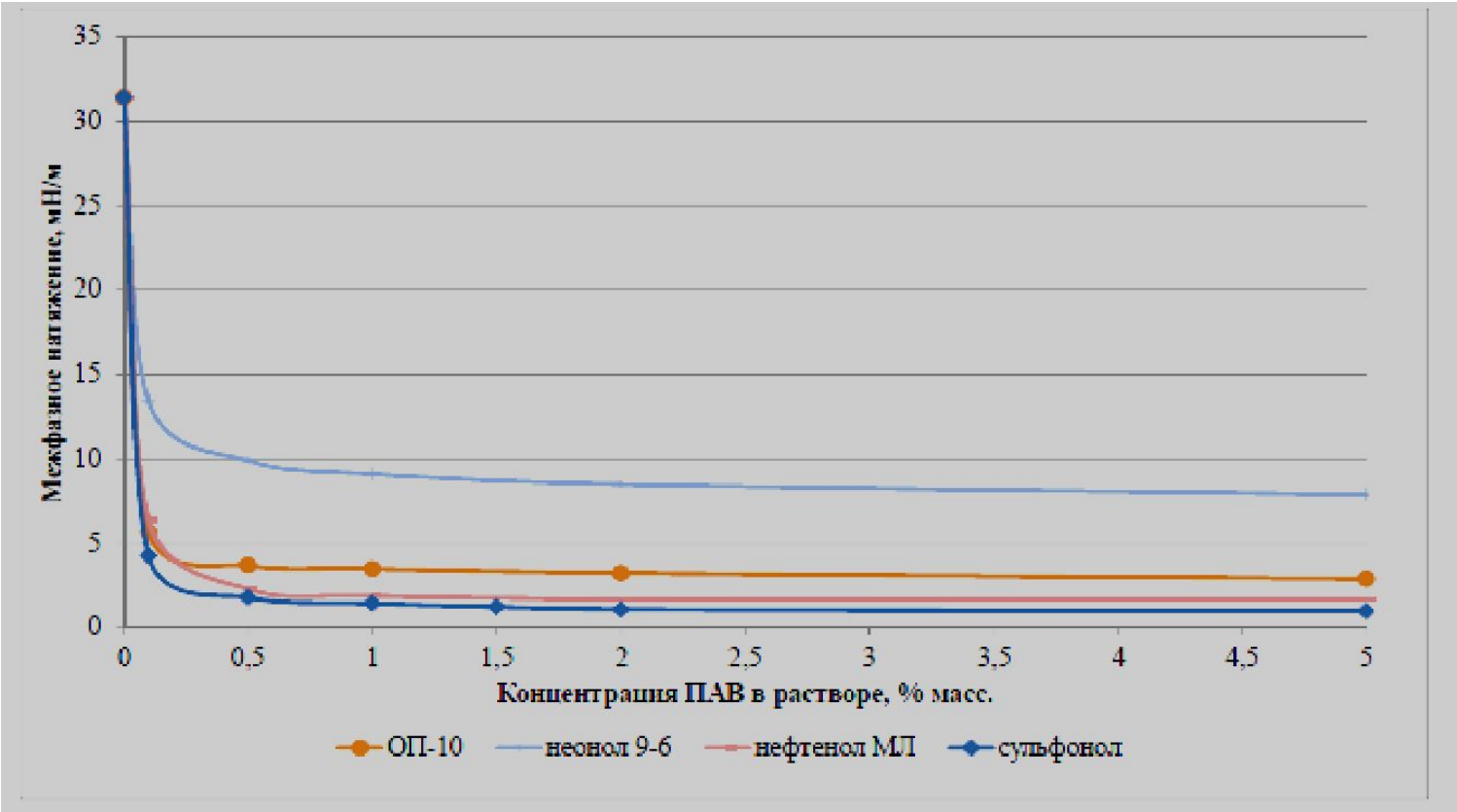
в – Микрофотография эмульсии приготовленной с 2 % эмульгатора ЯЛАН-Э2



г – Микрофотография эмульсии приготовленной с 4 % эмульгатора ЯЛАН-Э2

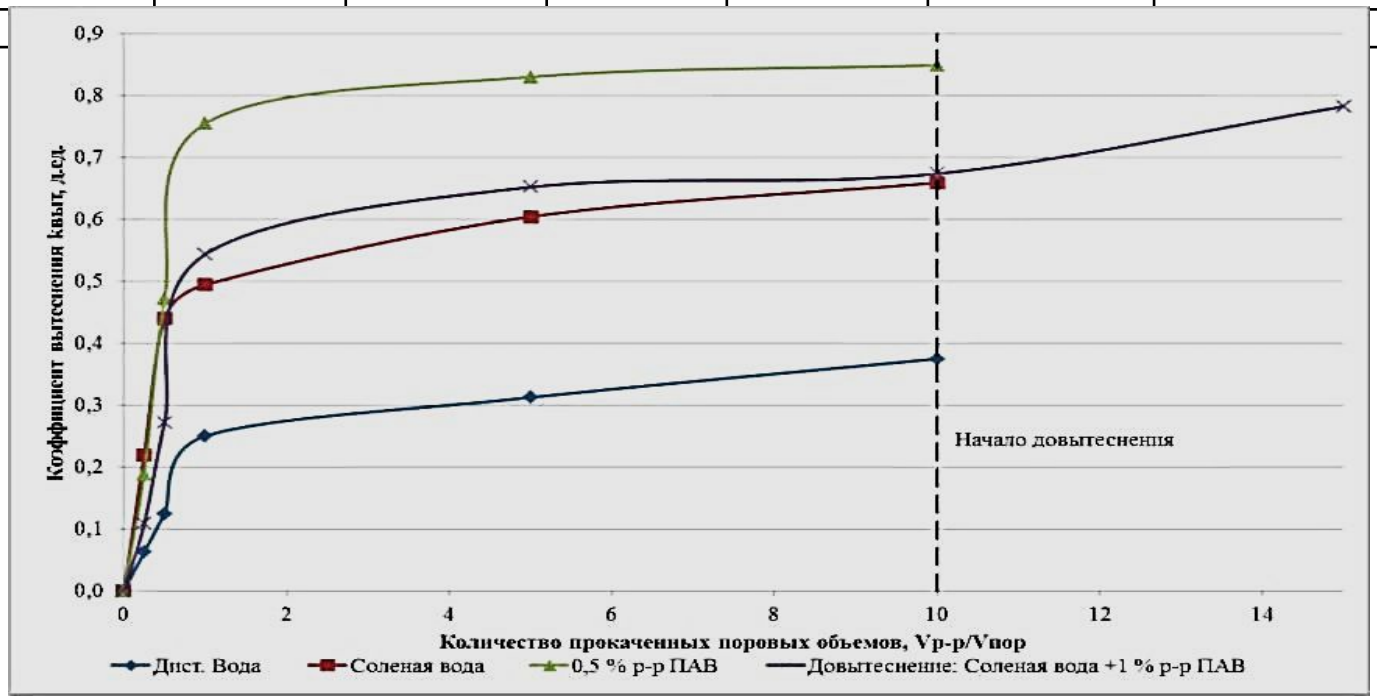
Результаты определения поверхностно-активных свойств исследования ПАВ

№ п/п	Название ПАВ	Межфазное натяжение раствора, мН/м, при концентрации ПАВ в растворе, % масс.					
		0	0,1	0,5	1	2	5
1.	Сульфонол	31,4	4,2	1,8	1,4	1,1	1,0
2.	Неонол АФ 9-6	31,4	13,4	9,9	9,1	8,5	7,9
3.	ОП-10	31,4	5,7	3,7	3,5	3,25	2,9
4.	Нефтенол МЛ	31,4	6,4	2,3	1,9	1,7	1,7

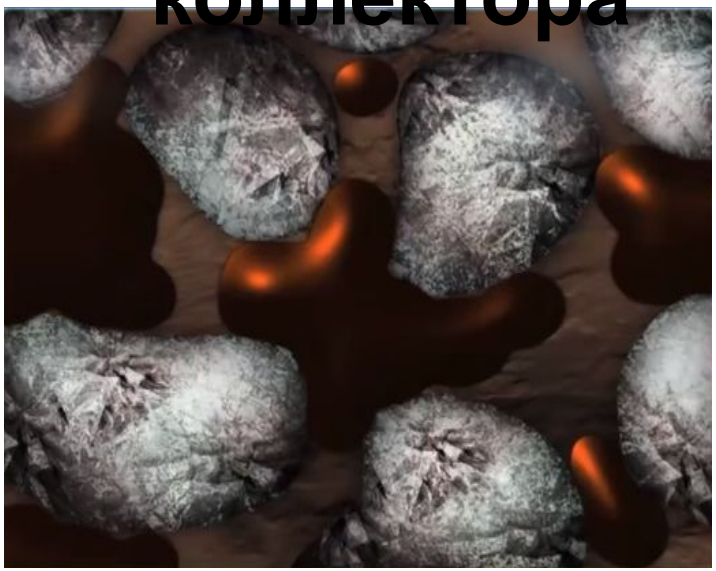


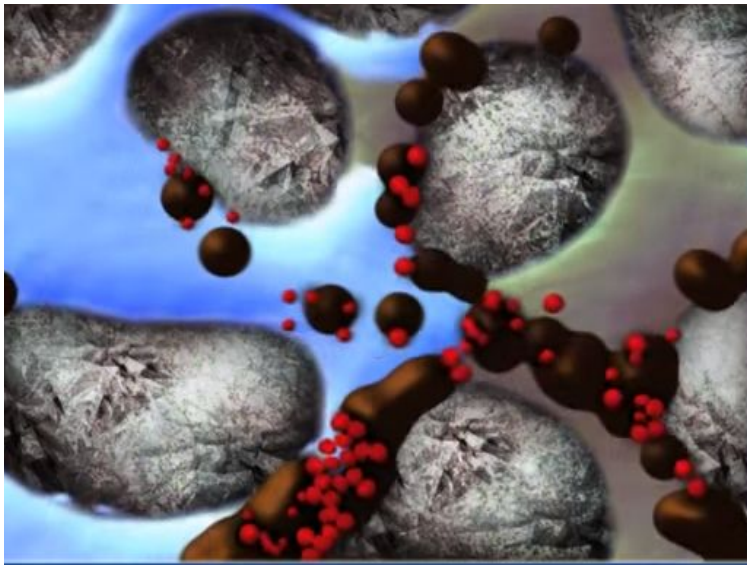
Характеристика вытеснения из модели пористой среды различными водными растворами ПАВ

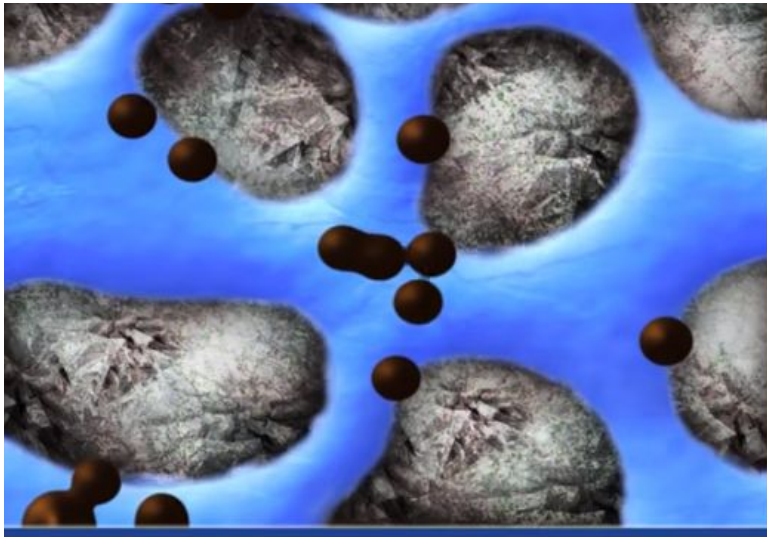
Вытесняющий агент	Объем пор Vпор, мл	Объем св. воды $V_{св.в}$, мл	Начальный объем мод.нефти Vнач.н, мл	Объем воды на выходе из образца Vв.вых, мл	Объем мод. нефти на выходе из образца Vн.вых, мл	Водонефтяной фактор (ВНФ), мл/мл	Коэф. вытеснения $k_{выт}$, д.ед
Дистиллированная вода	10,6	2,6	8,0	80	3,0	25	0,375
Модель закачиваемой моды с минерализацией 150 г/л	11,4	2,3	9,1	90	6,0	15	0,659
1 % масс. водный раствор НГ-1	12,6	2,6	10,6	95	9,0	12,7	0,849
Довытеснение							
I этап:вытеснение моделью воды	11,2	2,0	9,2	90	6,2	14,5	0,674
II этап: довытеснение 1 % масс. водный раствор НГ-1	-	-	9,2	50	1,0	50	0,109
Итоговый							0,783



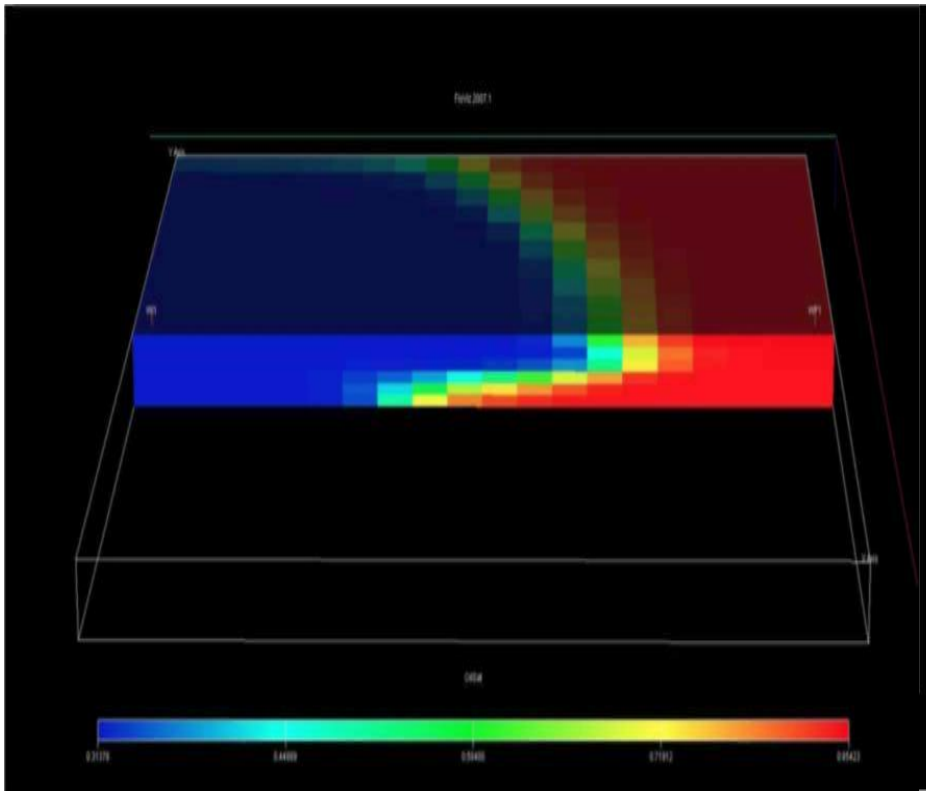
Этапы вытеснения нефти из коллектора



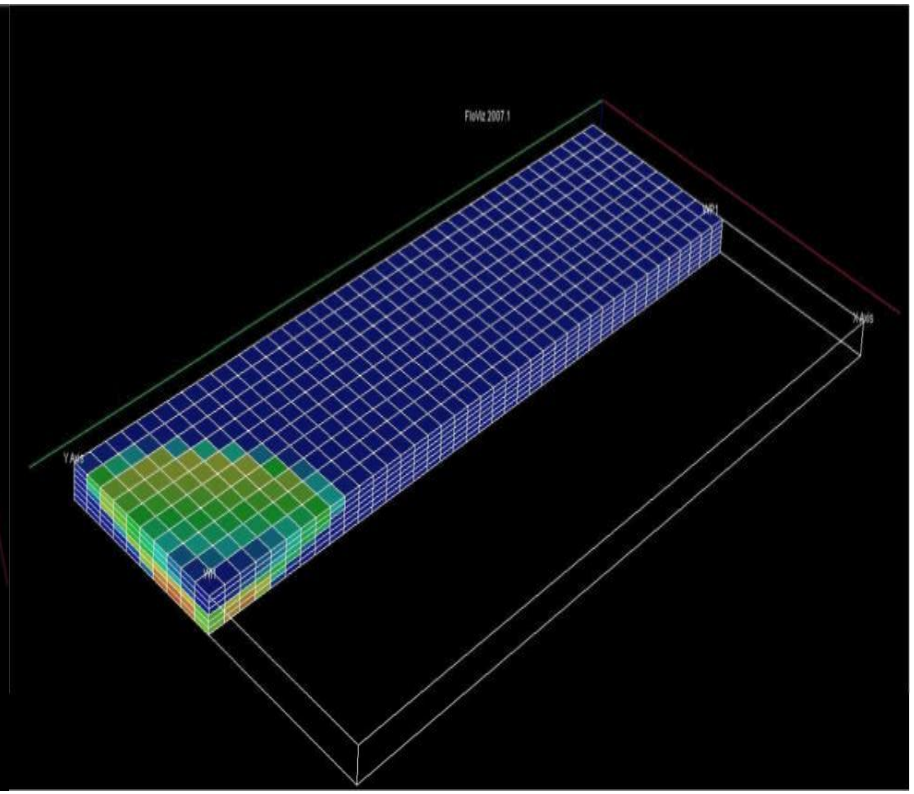




3D модели заводнения пласта эмульсионным составом

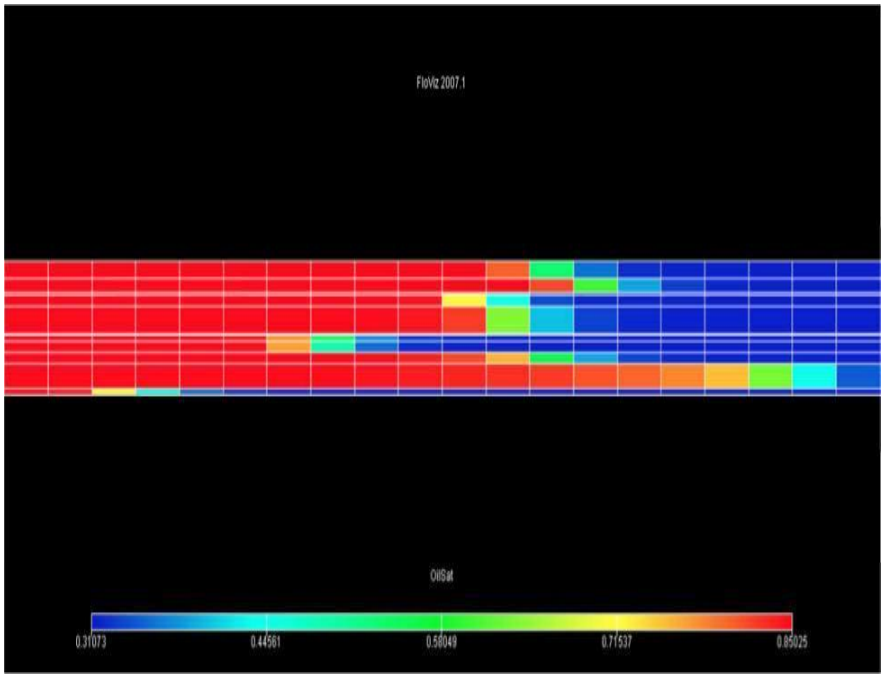


Модель заводнения слоисто-неоднородного пласта

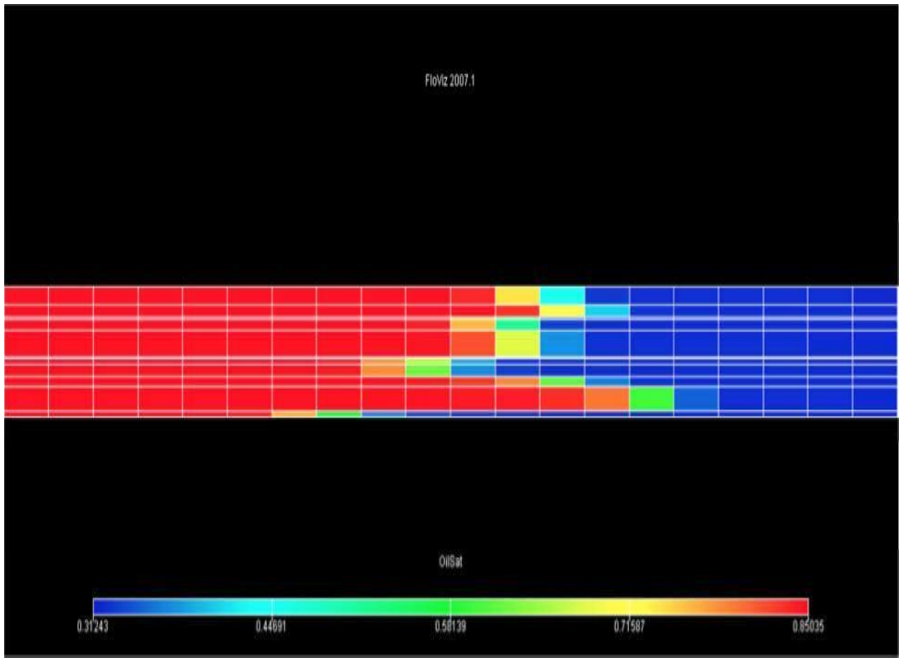


Моделирование закачки оторочки эмульсии

3D модели фронта вытеснения нефти эмульсией

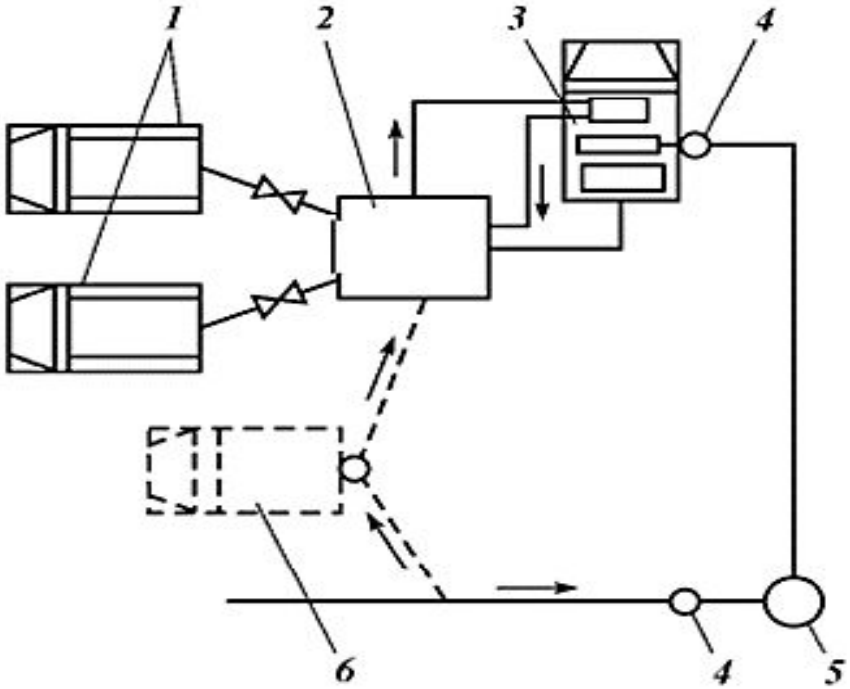


Фронта вытеснения водой



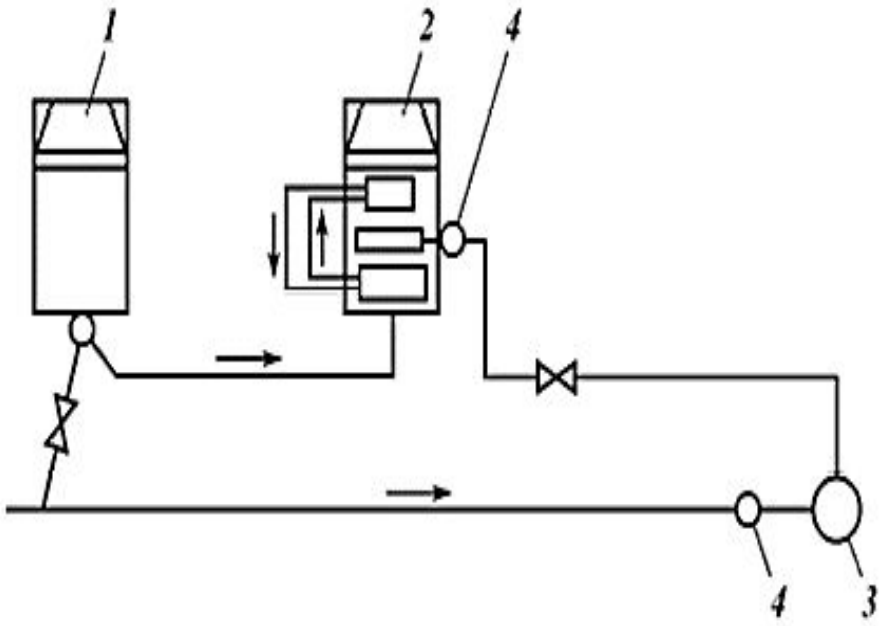
Фронта вытеснения эмульсией

Схема обвязки оборудования при разовой закачке эмульсии



1 – автоцистерна;
2 – накопительная емкость;
3 – насосная установка;
4 – расходомеры;
5 – скважина;
6 – смеситель.

Схема обвязки оборудования при проточной периодической закачке эмульсии



1– смесительная установка; автоцистерна;
2 – насосная установка;
3 – скважина;
4 – расходомеры.

График накопленной добычи нефти по годам разработки

Оценочные показатели экономической эффективности проекта

№ п/п	Наименование	Единица измерения	Значения оценочных показателей
1.	Суммарная величина инвестиций за расчётный период $T_р$	Тыс. руб.	127500,00
2.	Чистый дисконтированный доход за расчётный период $T_р$	Тыс. руб.	82715,89
3.	Внутренняя норма доходности инвестиций	%	13,60
4.	Индекс доходности (рентабельности) инвестиций	-	1,649
5.	Срок окупаемости инвестиций	год	1

ВЫВОДЫ

При проектировании довыработки остаточных запасов и методов повышения нефтеотдачи на Мухановском месторождении учитывались геологические условия формирования коллектора и связанную с этим литолого-фациальную неоднородность.

На Мухановском месторождении применен эмульсионный состав с гидрофобными свойствами на основе пластовой воды, керосина марки ТС-1, стабилизированного эмульгатора, с добавлением функциональных присадок: анионного ПАВ (сульфонола) и неионогенного ПАВ (гидрофобизатора НГ-1).

Рассматриваемый состав является эффективным для технологии выравнивания фронта вытеснения неоднородных по проницаемости объектов. Установлена способность гидрофобизатора НГ-1 придавать эмульсионному составу избирательность, увеличивать его проникающую способность в водоносную часть пласта.

Дополнительная добыча на Мухановском месторождении составила 35368 тонн нефти. Срок окупаемости инвестиций 1 год.

Благодарю за внимание!