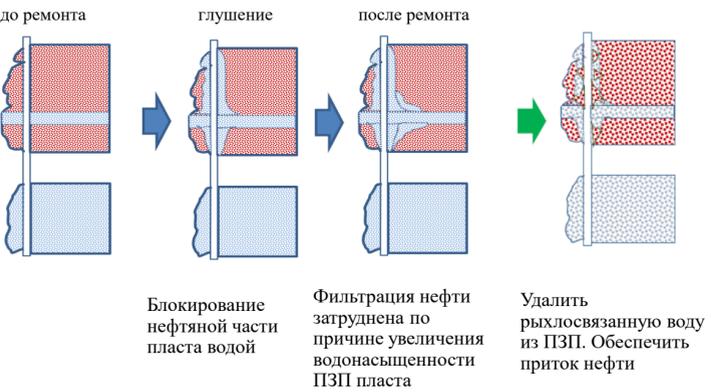


Одной из причин снижения продуктивности скважин является поглощение пластом водной фазы из жидкостей глушения и промывочных растворов в процессе текущего и капитального ремонта скважин, что приводит к снижению фазовой проницаемости по нефти и сокращению дебитов по нефти.

При глушении скважин, расположенных в зонах с пластовым давлением ниже гидростатического, происходит наиболее активное впитывание жидкости глушения в призабойную зону пласта (ПЗП), в следствие чего блокируются каналы фильтрации нефти за счет капиллярных эффектов и поверхностных свойств породы. В результате, вывод скважины на режим после ремонта занимает более длительный интервал времени. Особенно это проявляется в низкопроницаемых коллекторах и при высокой проницаемостной неоднородности.

## Механизм формирования водных блокад и их предупреждения



На примере одного из месторождений Западной Сибири рассмотрены варианты технологических решений предупреждения водных блокад в низкопроницаемом пласте, возникающих при воздействии жидкостей на водной основе.

- Добавка поверхностно-активных веществ (ПАВ) гидрофобизирующего действия в составы на водной основе.

- Применение водно-спиртовых смесей.
- Нефтяная оторочка с ПАВ эмульгатором.

## Ожидаемый результат

- Уменьшение привнесённой доли воды.
- Снижение негативного влияния водных растворов на фазовую проницаемость по нефти.
- Удаление водной фазы из коллектора за счет изменения межфазного натяжения на границе нефть-вода при добавлении ПАВ.

## Характеристика объекта разработки - пласт Ю1

Коллекторы юрского горизонта представлены средне- и мелкозернистыми песчаниками и алевролитами. Текстура пород однородная, реже слоистая или линзовидная за счет распределения глинистого материала, органики и слюды, местами за счет намывов сидерита.

Основными породообразующими минералами являются кварц, полевые шпаты, слюда и обломки пород. Цемент до 10-15 %, распределен неравномерно. Глинистый материал хлорит-гидролюдистого состава. Поры выполнены каолинитом, составляющим большую часть цемента (до 55-65 %). Объект характеризуется низкой проницаемостью, высокой неоднородностью по проницаемости и расчлененностью

Параметры	Пласт Ю1
Тип залежи	Пластовая, тектонически экранированная
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,3
Пористость Кп, д.ед.	0,14-0,17
Расчлененность, ед.	7,1-15,0
Проницаемость Кпр, мД.	2,0
Пластовая температура, °С	89,5
Пластовое давление, МПа	29,2
Минерализация пластовой воды, г/л	31,0
Плотность нефти при 20 °С, г/см³	0,807
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа с	0,28

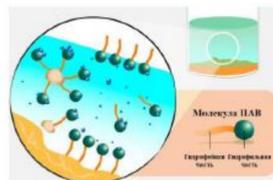
## Фильтрационные исследования на керне

Фильтрационные эксперименты выполнялись на составных моделях низкопроницаемого керна пласта Ю1. Модель формировалась из экстрагированных образцов керна с близкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) и одного литотипа. Остаточная водонасыщенность (Кво) в образцах создавалась методом центрифугирования. Термобарические условия соответствовали геолого-физическим характеристикам пласта Ю1.



Фильтрация нефти до и после растворов велась по схеме «пласт-скважина», закачка растворов - в направлении «скважина - пласт» в количестве 1-2 объемов пор. После чего модель выдерживали без фильтрации в течение 3 ч. Водонасыщенность модели после эксперимента определялась методом азеотропной перегонки с толуолом.

## I. Эксперименты по оценке воздействия растворов ПАВ

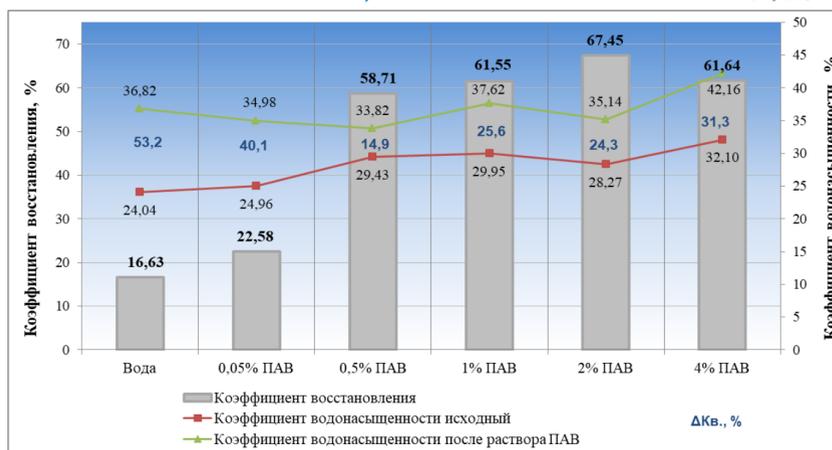
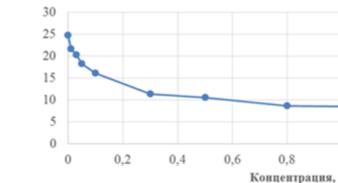


Адсорбция ПАВ на поверхности породы и изменение смачиваемости в гидрофобную область способствует снижению поглощения воды коллектором

№	Концентрация ПАВ	ФЕС моделей керна			Фазовая проницаемость по нефти, мкм²*10⁻³		Коэффициент восстановления, %	Водонасыщенность модели после эксперимента, %	Максимальное давление при закачке ЖГ, МПа
		Кп, %	Кпр, мкм²*10⁻³	Кво, %	до	после			
1	0	16,01	9,30	24,04	4,27	0,71	16,63	36,82	1,185
2	0,05%	16,24	9,30	24,96	4,34	0,98	22,58	34,98	0,867
3	0,5%	16,53	6,70	29,43	3,56	2,09	58,71	33,82	0,408
4	1,0%	15,49	9,90	29,95	5,93	3,65	61,55	37,62	0,542
5	2,0%	15,63	9,67	28,27	4,24	2,86	67,45	35,14	0,816
6	4,0%	16,24	5,53	32,10	2,32	1,43	61,64	42,16	2,336

Значения коэффициента восстановления проницаемости по нефти в опытах с ПАВ превышают аналогичные показатели в опытах без добавки ПАВ. В экспериментах без добавки ПАВ наблюдается максимальный прирост водонасыщенности (ΔКв). Введение ПАВ в концентрации 0,5-4% приводит к снижению прироста водонасыщенности в 2 раза. Добавка ПАВ в концентрации ниже ККМ дает низкие показатели коэффициента восстановления.

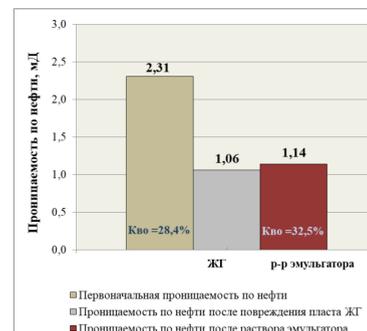
Критическая концентрация мицеллообразования (ККМ) исследуемого ПАВ находится на уровне 0,1-0,2%



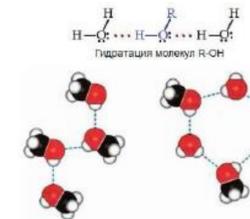
В экспериментах проявляется эффект снижения водонасыщенности при введении исследуемого ПАВ в водные растворы, однако, поглощение воды терригенной породой предотвратить не удастся.

## II. Комплексный эксперимент по оценке воздействия нефтяной оторочки с эмульгатором после раствора глушения

Солевой раствор жидкости глушения (ЖГ) снижает проницаемость нефти в 2,2 раза. Последующая обработка породы нефтяным раствором ПАВ дает рост водонасыщенности по сравнению с начально создаваемой; проницаемость по нефти изменяется в пределах погрешности измерений и остается на уровне жидкости глушения.



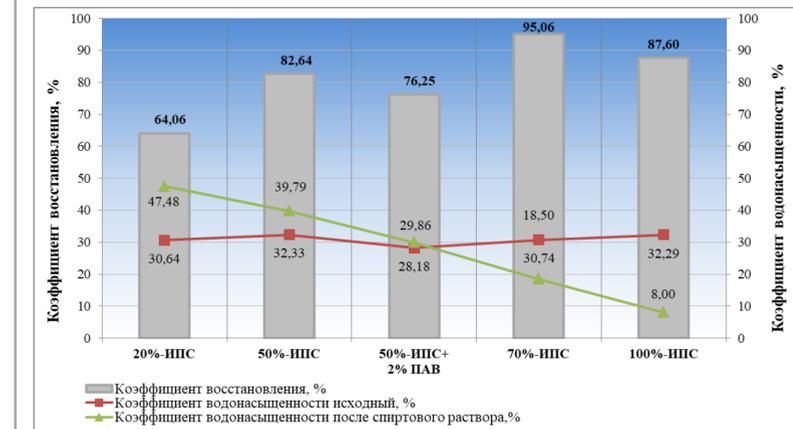
## III. Эксперименты по оценке воздействия водно-спиртовых растворов



Низшие спирты, являясь взаимными растворителями, хорошо смешиваются как с водой, так и с нефтью за счет чего удаляют рыхлосвязанную воду, удерживаемую породой пласта. Способствуют снижению межфазного натяжения и растворению тяжелых компонентов нефти.

№	Состав композиции	ФЕС моделей керна			Фазовая проницаемость по нефти, мкм²*10⁻³		Коэффициент восстановления, %	Водонасыщенность модели после эксперимента, %	Максимальное давление при закачке ЖГ, МПа
		Кп, %	Кпр, мкм²*10⁻³	Кво, %	До	После			
1	20%ИПС	15,36	5,14	30,64	2,56	1,64	64,06	47,48	0,701
2	50%ИПС+ 2%ПАВ	15,23	7,51	28,18	3,79	2,89	76,25	29,86	0,402
3	50%ИПС	15,41	6,10	32,33	2,65	2,19	82,64	39,79	0,694
4	70%ИПС	14,64	4,82	30,74	2,43	2,31	95,06	18,50	0,302
5	100%ИПС	15,84	5,00	32,29	2,50	2,19	87,60	8,00	0,283

С увеличением доли изопропилового спирта (ИПС) в растворе, водонасыщенность образцов керна после обработки понижается до 8%, а коэффициент восстановления проницаемости составляет 80-95%.



## Выводы

1. На примере пласта Ю1 показана эффективность введения ПАВ для уменьшения поглощения воды пластом-коллектором и предотвращения водных блокад при обработке скважин водными растворами. Оптимальная дозировка ПАВ для поддержания подвижности нефти составляет 2%.
2. Установлено положительное влияние на фильтрационные свойства нефтенасыщенного керна водно-спиртовых смесей с содержанием спирта 50-70%, что обеспечивает снижение водонасыщенности породы и минимизирует влияние на подвижность нефти водных растворов.
3. Выполненные исследования свидетельствуют об эффективности применения ПАВ и спиртов не только для предотвращения, но и для ликвидации водных блокад юрских объектов с низкой проницаемостью.
4. Внедрение предлагаемых технологических решений на промысле приводит к сохранению дебитов нефти и продуктивности скважин после ремонта, а также сокращению продолжительности вывода скважины на режим.