

Экспериментальные исследования лабораторного моделирования процессов увеличения нефтеотдачи нефтяных пластов

Полимерное заводнение актуальный высокоэффективный метод увеличения нефтеотдачи, применяемый на многих нефтяных месторождениях по всему миру. Одним из механизмов действия технологии полимерного заводнения является влияние на фронт вытеснения за счет минимизации образования «языков», формирующихся в результате прорыва воды сквозь нефтенасыщенную часть пласта из-за разности в подвижности воды и нефти. Данный эффект достигается путем снижения подвижности вытесняющего агента - воды в сравнении с подвижностью нефти.

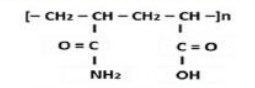


Другим механизмом действия полимерного заводнения является увеличение коэффициента охвата за счет влияния на зону высокой проницаемости. За счет неньютоновских свойств полимера в зоне повышенной проницаемости создается фильтрационное сопротивление, которое усиливается эффектами адсорбции молекул полимера на горной породе, что позволяет перенаправить потоки нагнетаемой жидкости в пропластки с меньшей проницаемостью, ранее не охваченные воздействием.

Лабораторные исследования являются необходимым этапом перед внедрением ПЗ на месторождении. На примере одного из месторождений Западной Сибири проведено сравнение влияния различных фильтрационных моделей пласта: насыпные модели; линейные модели (составная керновая модель); модель пласта состоящая из разнопроницаемых пропластков, при оценке ПЗ.

По результатам физико-химических исследований была выбрана марка ПАА, по показателям молекулярного веса 2,0г/моль – относится к средномолекулярным. Концентрация растворов ПАА на модели подтоварной воды в температурных условиях объектов рассматриваемого месторождения составляла ПАА 1000ppm.

Гидролизованный ПАА



Характеристика объекта разработки – пласт АВ.

Коллектор представлен - песчаник средне-мелкозернистый полевошпат-кварцевая граувакка, с пленочно-поровым глинистым и поровым карбонатным цементами. Текстура породы микрослоистая, обусловленная однонаправленной ориентировкой удлиненных обломков, слюдистого материала, а также единичными слоями обогащения.

Основные породообразующие минералы кварц, полевые шпаты. Содержание глинистых минералов от 8% до 19%. Глинистый минералы преимущественно каолинитового состава – до 85%.

Параметры	Продуктивный пласт
Тип залежи	Пластово сводовая
Тип коллектора	терригенный
Коэффициент пористости, д.ед.	0,27
Проницаемость, мкм2	0,268/0,496
Коэффициент песчанистости, д.ед.	0,47
Расчлененность, д.ед.	11
Начальная пластовая температура, °С	60
Начальное пластовое давление, Мпа	16,4
Горное давление, Мпа	35,24
Изостатическое давление, Мпа	28,23
Вязкость нефти в пластовых условиях,мПа*с	1,196
Плотность нефти в пластовых условияг/см3	0,746

Основные этапы выполнения фильтрационных экспериментов

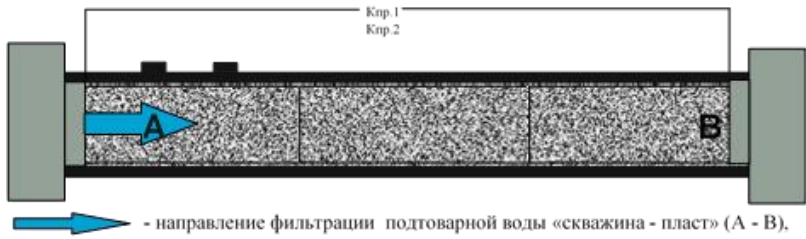


Фильтрационные исследования на насыпной модели

- Насыпная модель сформирована из дезинтегрированного керна рассматриваемого пласта. Подготовка насыпной модели предполагала: экстрагирование кернового материала; разделение кернового материала на фракции по размеру частиц; сушка кернового материала до постоянного веса с контролем влажности; определение минералогической плотности зёрен керна с помощью пикнометра для расчета пористости модели (Кп) и объёма пор(Vп).

модель пласта	ФЕС колонки кернов			Коэффициент вытеснения		ΔКвыт, д.ед.	Фазовая проницаемость, мкм ² ×10 ⁻³			ФОС, д.ед.
	Кпр, мкм ² ×10 ⁻³	Кп, %	Кво, %	Вода	Раствор ПАА		по нефти	по воде	По воде после ПАА	
насыпная модель	349	43,3	-	0,579	0,695	0,116	181	4,51	0,284	15,9
	308	39,5	-	0,606	0,678	0,072	132	3,29	0,073	45,1
	333	40,5	-	0,621	0,707	0,086	136	4,08	0,157	26,0

Позволяют создать искусственную пористую среду с заданными характеристиками коллектора. К преимуществам данных моделей относится – возможность варьировать размер частиц и распределение порового пространства. К недостаткам – сложность точного соответствия реальных природных сред, необходимость калибровки параметров моделей. Модель пласта характеризуется высоким значением ФОС для данного диапазона проницаемости 16 – 45д.ед. Прирост ΔКвыт. после ПАА составляет 0,07-0,12д.ед., что в среднем больше на 70% относительно значений ΔКвыт на керне.

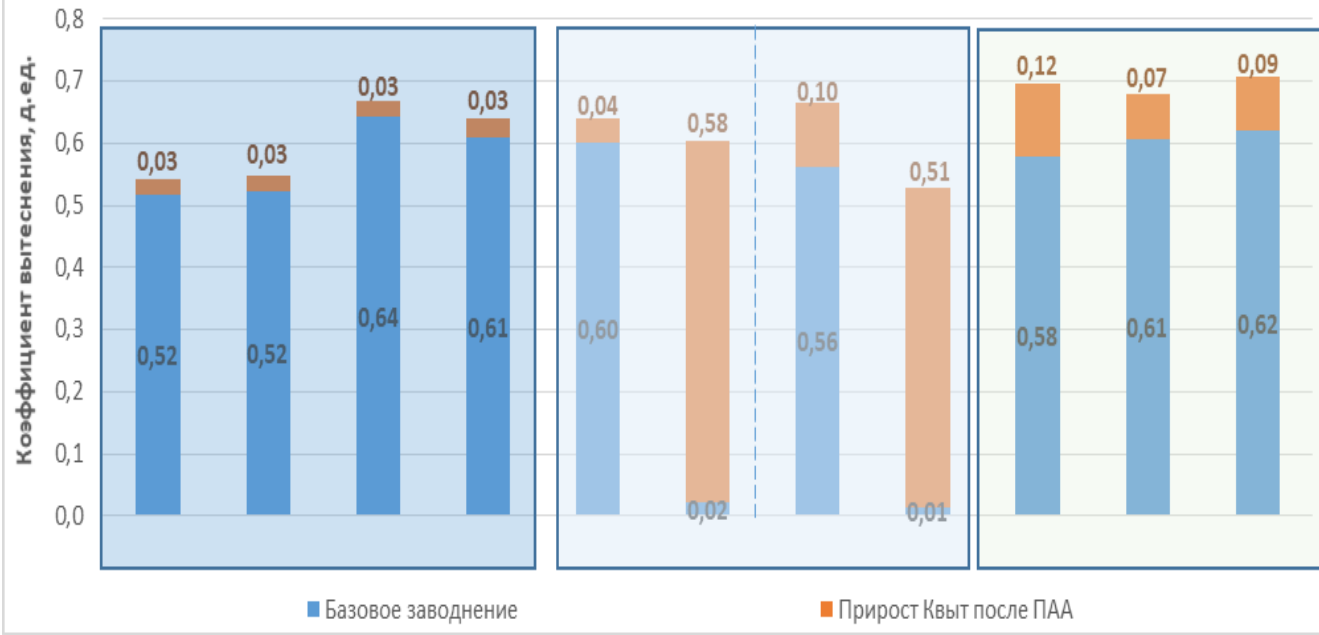
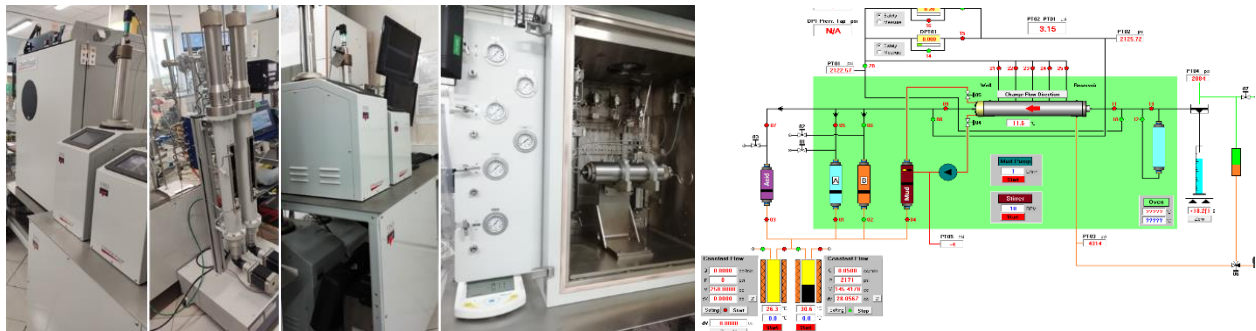


Фильтрационные исследования на керновой модели

- Фильтрационные эксперименты для керновых моделей выполнялись на составных моделях пласта АВ. Модель формировалась из экстрагированных образцов керна с близкими значениями ФЕС и одного литотипа. Остаточная водонасыщенность (Кво), создавалась методом полупроницаемой мембраны.

модель пласта	ФЕС колонки кернов			Коэффициент вытеснения		ΔКвыт, д.ед.	Фазовая проницаемость, мкм ² ×10 ⁻³			ФОС, д.ед.
	Кпр, мкм ² ×10 ⁻³	Кп, %	Кво, %	Вода	Раствор ПАА		по нефти	по воде	По воде после ПАА	
линейная модель_кern	236,7	24,2	28,7	0,516	0,543	0,027	155,9	4,6	0,48	9,6
	289	24,7	27,7	0,522	0,548	0,026	196,7	7,45	0,68	11
	858	29	21,8	0,643	0,668	0,025	558,3	110,7	2,2	50,3
	652	26,2	24,8	0,609	0,640	0,031	435	25,1	0,82	30,6

Образцы керна - являются прямой моделью пласта коллектора, с учетом минералогии, глинистости и ФЕС. Значения коэффициента вытеснения нефти пластовой водой, при моделировании базового заводнения находится в диапазоне 0,52-0,64д.ед. Максимальный прирост ΔКвыт. наблюдается на среднем диапазоне проницаемости 600мД. Прирост ΔКвыт, не значительный и показывает низкую эффективность ПЗ для данного пласта. Максимальное значение ФОС – 50ед. получено для высокопроницаемого диапазона.

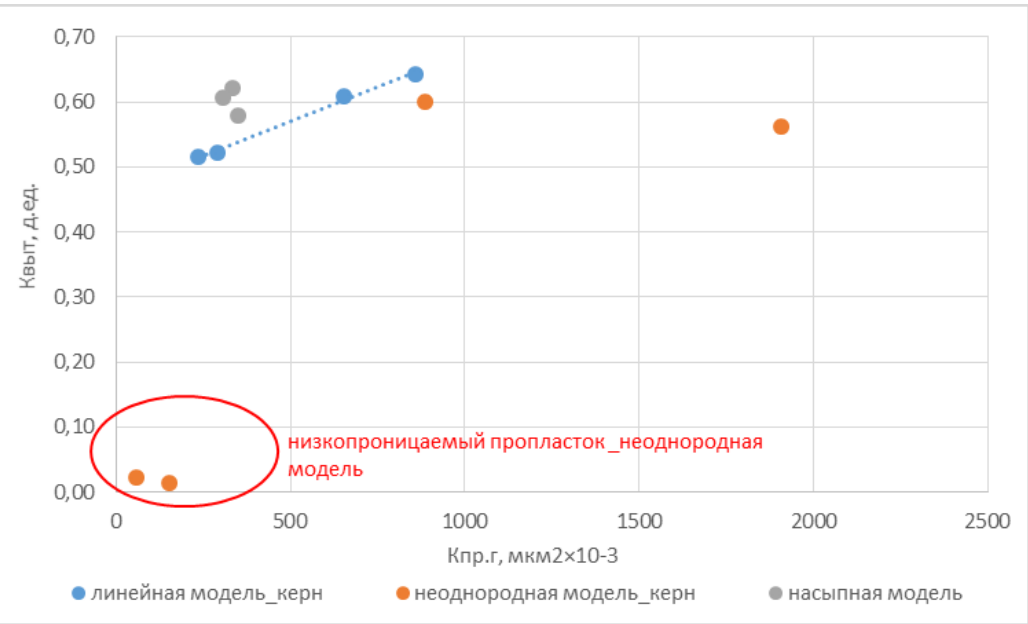
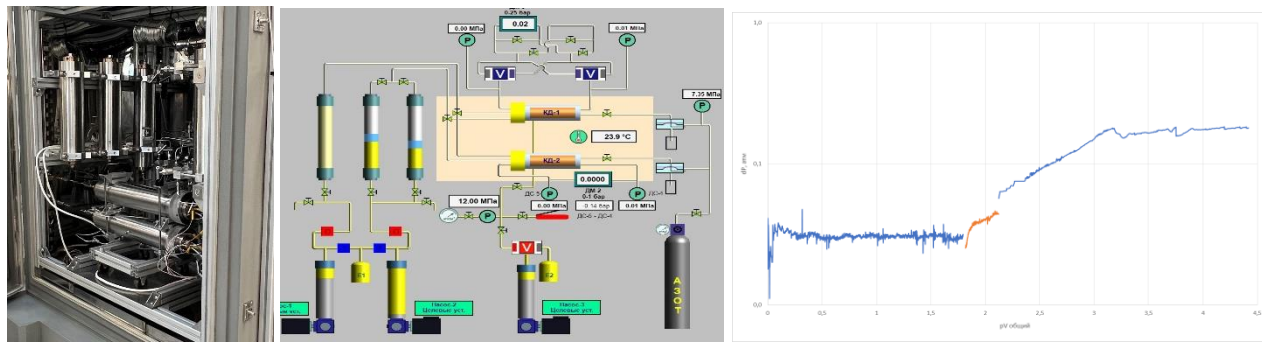


Фильтрационные исследования на неоднородной модели пласта

- Позволяет оценить улучшение охвата пласта заводнением на участках с низкой проницаемостью . Формирование модели пласта и моделирование условий залежи аналогично керновым исследованиям для линейных моделей.

модель пласта	ФЕС колонки кернов			Коэффициент вытеснения		ΔКвыт, д.ед.	Фазовая проницаемость, мкм ² ×10 ⁻³			ФОС, д.ед.
	Кпр, мкм ² ×10 ⁻³	Кп, %	Кво, %	Вода	Раствор ПАА		по нефти	по воде	По воде после ПАА	
неоднородная модель_кern	884,52	28,75	19,31	0,601	0,639	0,037	449,3	42,6	0,11	387,3
	58,21	23,36	33,77	0,022	0,603	0,582	27,6	2,6	0,13	20,0
	1908,91	28,73	16,76	0,562	0,665	0,102	866,1	51,43	0,89	57,8
	153,02	27,78	26,33	0,014	0,527	0,513	72,3	4,29	1,26	3,4

Представлена двумя разнопроницаемыми пропластками 50мД и 800мД; 150мД и 2000мД. Значения Квыт. для высокопроницаемого пропластка составляют 0,56–0,68д.ед. Низкопроницаемый пропласток не задействован при базовом заводнении, Квыт.0,01-0,1д.ед. Фильтрация ПАА по низкопроницаемому пласту не возможна без дополнительной закачки оторочки ИС(ПАА+АХ) в высокопроницаемый пласт. После изоляции высокопроницаемого прослая, прирост ΔКвыт. составил 0,44-0,58д.ед.



Выводы

Проведен анализ результатов полимерного заводнения для трёх различных моделей пласта, на примере месторождения Западной Сибири.

- Базовое значение Квыт, имеет хорошую корреляционную зависимость как для керновых так и для насыпных моделей пласта. Значения ΔКвыт, полученные на линейных керновых моделях, хорошо соотносятся с промысловыми данными для рассматриваемого объекта разработки.

- Более рационально и экономически выгодно применение нефтевытесняющих составов для подключения к более активной разработке низкопроницаемых нефтенасыщенных интервалов со стороны нагнетательных скважин, когда более проницаемые водопромытые прослои вскрытого разреза скважины предварительно изолированы или закачка в них воды значительно ограничена. То есть значительно более рациональным вариантом представляется комплексная технология обработки нагнетательных скважин и воздействия на пласт: обработка с целью ВПП, а затем закачка нефтеотмывающих композиций.

- Насыпные модели характеризуются повышенным значением ΔКвыт, после ПАА, что обусловлено более высоким значением Кп, относительно реальных керновых моделей. Результаты на насыпных моделях рекомендуется использовать только для качественного анализа при ранжировании агента воздействия по эффективности воздействия.