

УДК 622.276.6

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ

**М.С. Сагындииков, Р.М. Агleshов, Н.Б. Салиев, Ш.С. Пангереева, Фен Юкуй**

*В данной статье проведена технико-экономическая оценка эффективности применения технологии полимерного заводнения на месторождении «К». Представленное месторождение характеризуется высокой вязкостью пластовой нефти, обводненностью и динамической неоднородностью пласта. Мировой опыт применения полимерного заводнения (далее – ПЗ) на месторождениях-аналогах показывает высокую технологическую эффективность. Результаты экспериментальных исследований и гидродинамического моделирования процесса полимерного заводнения показывают высокую технико-экономическую эффективность и дают основание к опытно-промысловому испытанию.*

*Ключевые слова: полимерное заводнение, высокая вязкость, неоднородность пласта, фильтрационные исследования, повышение нефтеотдачи, моделирование.*

Традиционные методы повышения нефтеотдачи на месторождениях высоковязкой и тяжелой нефти нацелены на снижение ее вязкости и повышение подвижности за счет нагнетания тепла в пласт. В некоторых случаях тепловые методы не дают хорошего результата, например, для тонкослоистых или глубокозалегающих пластов. В настоящее время для повышения эффективности процесса разработки нефтяных месторождений наиболее часто используют химические методы воздействия на пласт. Одним из них является полимерное заводнение пластов. Ранее считалось, что полимерное заводнение ограничено применением только для месторождений с легкой нефтью или со средней вязкой нефтью, а на месторождениях, характеризующихся высоковязкой нефтью, строго применялись термические методы нефтеотдачи. Однако в последнее время в мировой практике данное положение уже не соблюдается в связи с успешным применением полимерного заводнения на месторождениях высоковязкой нефти, где термические методы не представляются выполнимыми. По мере

накопления новых знаний о процессе, разработке новых полимерных составов, переоценке рациональности параметров полимерного заводнения данная технология становится экономически рентабельной при извлечении из пластов нефти вязкостью, превышающей 100 мПа\*с. В данной статье приведены результаты анализа опыта применения технологии на месторождениях-аналогах, физико-химических исследований полимеров, фильтрационных исследований на насыпных моделях, гидродинамического моделирования процесса разработки полимерного заводнения и ожидаемой экономической эффективности внедрения технологии применительно к условиям месторождения «К» с высокой вязкостью пластовой нефти.

### **Опыт применения на месторождениях аналогах**

Для сравнения результатов реализации технологии на месторождениях-аналогах основные технологические параметры были сведены в табл. 1 [1-9].

Таблица 1. Технологические параметры наиболее известных работ по применению ПЗ [1-9]

Место-рождение	Страна	Статус ПЗ	Глубина, м	$H_n, ^\circ C$	$H_{эфф}, м$	$K_{пор}, \%$	$K_{пр}, мД$	Кнг, %	Нач. Р <sub>пор</sub> бар	Плотность нефти, API	Вязкость нефти (пл. усл), сПз	Объем закачки, PV
Пеликан Лейк (Pelican Lake)	Канада	Все месторождения	300-450	12-17	1-9	28-32	300-5000	60-85	18-26	12-14	800-10000	> 0,35
Муней (Muney)	Канада	ОПИ*	875-925	29	3-5	26	100-10000	65	58	12-19	100-250	> 0,55
Сил (Seal)	Канада	Расширенные ОПИ	610	20	8,5	27-33	300-5800	65-80	51,5	10-12	3000-7000	0,1
Тамбареджо (Tambaredjo)	Суринам	ОПИ	300	36	5	33	44-12000	71-75			400-600	> 0,24
Мармул (Margul)	Оман	Все месторождения	900	46	20	25-30	100-2000	82	80	22		0,63
Бодо (Bodo)	Канада	ОПИ	770	25	3,2	27-33	1000	74	68	14	400	
Suffed Saen	Канада	ОПИ	950	21	2-9	26,5	500-2000		104,4	17	70-100	
El Corcobo	Аргентина	ОПИ	650	38	0,5-18	27-33	500-4000		32,4	18	160-300	
SZ36-1, Бохай Бэй (Bohai bay)	Китай	ОПИ	1300-1600	65	61,5	28-35	2600		143	11,4-19	13-380	> 0,067
JZW, Бохай Бэй (Bohai bay)	Китай	ОПИ	1700	57	20	22-36	10-5000			17-22	10-30	> 0,18
Diademta	Аргентина	Расширенные ОПИ	1020	50	4-12	30	10-5000			20	100	0,8
«К»		Проект	300-400	26	8-20	33	510-1500	60-75	38-48	19	378-541	0,4

\* ОПИ – опытно-промышленные испытания

В данной статье приведен, по мнению авторов, самый яркий пример применения технологии полимерного заводнения на месторождении с высокой вязкостью пластовой нефти. Месторождение Пеликан Лейк (Pelican Lake), схожее с месторождением «К» по геолого-физическим параметрам (рис. 1), расположено в

250 км севернее от Эдмонта, Альберта, Канада. Разработка была начата в 1980 г. Месторождение занимает площадь в 177 000 га и является частью значительной большей залежи нефти Wabasca. Геологические запасы оценены в 6,4 млрд баррелей и коэффициент извлечения нефти (далее – КИН) составляет в пределах 5-10% [2].

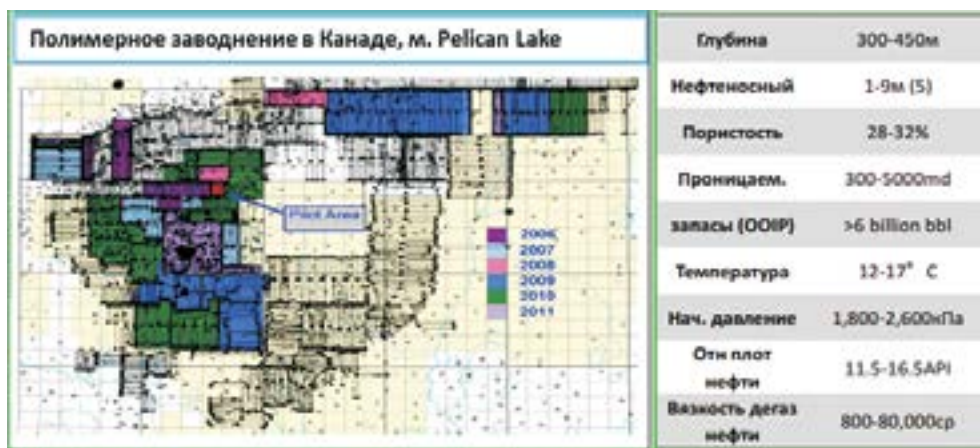


Рисунок 1. Карта и геолого-физическая характеристика месторождения Пеликан Лейк [1]

В качестве режима разработки используется режим растворенного газа, однако начальное пластовое давление низкое, и в нефти содержится очень мало растворенного газа. К тому же из-за высокой вязкости нефти первые вертикальные скважины, пробуренные в 1980-1981 гг., были нерентабельными с дебитом ниже 30 баррелей в сутки, характеризующимися интенсивным падением до 10 баррелей в сутки. Применение тепловых методов не смогло улучшить нефтеотдачу из-за потери тепла в таких малых по толщине залежах. Внедрение горизонтального бурения скважин дало немного лучшие результаты в добыче нефти путем увеличения охвата по площади. Однако конечный КИН все равно был ниже 10% и наблюдалась острая необходимость в дополнительных методах повышения нефтеотдачи.

Невзирая на высокую вязкость неф-

ти, условия и характеристики месторождения были идеальными для применения полимерного заводнения, в частности, невысокие температуры пласта, низкая минерализация вод, отсутствие активной воды (аквифер) и высокие значения проницаемости.

Первое ОПИ по полимерному заводнению было начато в 1996 году в ячейке с одной нагнетательной скважиной и двумя реагирующими добывающими скважинами. Данное ОПИ оказалось unsuccessful в связи с недостижением плановой вязкости (100-200 мПа\*с). К тому же вода аквифера на данном участке содержала большое количество ионов  $Fe^{2+}$ . В связи с этим была начата предварительная аэрация раствора с целью окисления  $Fe^{2+}$  в  $Fe^{3+}$  в форме  $Fe(OH)_3$ . Несмотря на это, закачка сильно снизилась из-за коагуляции неправильно установленного фильтра, и ОПИ было остановлено.

Второе ОПИ было начато в мае 2005 года с плановой начальной вязкостью раствора 20 мПа\*с с последующим снижением до 13 мПа\*с. После анализа результатов первого ОПИ и лабораторных исследований было установлено, что отсутствует необходимость высоких значений вязкости полимерного раствора для улучшения коэффициента подвижности. Во избежание коагуляции также было решено уменьшить молекулярный вес полимера до  $12,5 \cdot 10^6$  а.е.м. В качестве

участка для ОПИ была выбрана ячейка из 5 горизонтальных скважин с горизонтальным стволом в 1400 м и межскважинным расстоянием 175 м. Реагирование добывающих скважин на закачку наблюдалось в феврале, апреле и сентябре 2006 года по каждой из трех скважин. В первой скважине дебит нефти увеличился с 18 бар/сут до 232 бар/сут, с 9 бар/сут до 364 бар/сут в центральной скважине и с 16 бар/сут до 139 бар/сут в последней скважине (рис. 2).

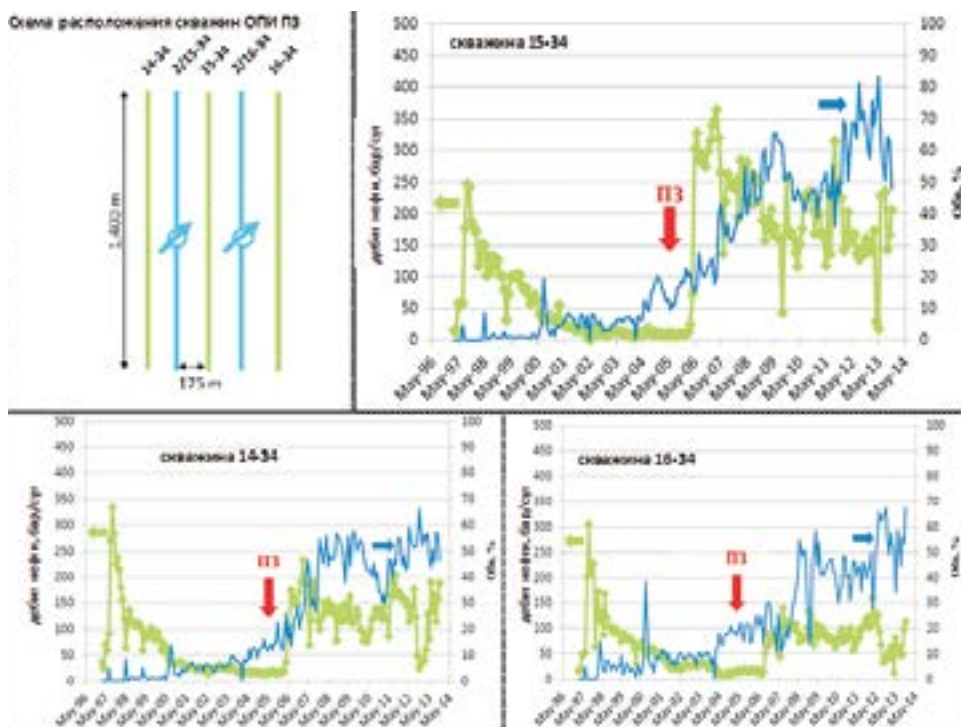


Рисунок 2. Схема реализации ОПИ ПЗ и динамика добычи по скважинам [2]

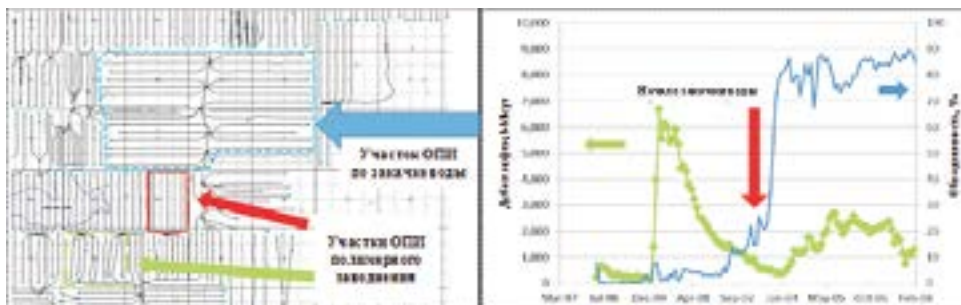


Рисунок 3. Схема реализации ОПИ по закачке воды и динамика добычи по участку [2]

Основным показателем успешности применения ПЗ являются относительно низкие темпы роста обводненности для всех трех скважин по сравнению с соседним участком ОПИ с обычным заводнением (рис. 3). Накопленная закачка составляет 0,3 д. ед. порового объема (PV), конечный прогнозный КИН достигает 25%. По результатам успешного проведения ОПИ было решено расширить участок воздействия и начать ПЗ по новым участкам.

На Пеликан Лейк также было проведено ОПИ с целью определения эффективности ПЗ с самого начала разработки вместо обычного заводнения и режима растворенного газа и установления изменчивости эффекта от ПЗ с еще более высоковязкой нефтью. По результатам было установлено, что использование ПЗ в качестве первичного метода нефтеизвлечения увеличивает продолжительность стабильной добычи нефти и улучшает нефтеотдачу в целом. Применение ПЗ по участкам с еще более высоковязкой нефтью показало что эффективность снижается с увеличением вязкости нефти, тем не менее, нефтеотдача возрастает по сравнению с традиционным заводнением.

По результатам успешного проведения нескольких ОПИ на месторождении Пеликан Лейк эффективность полимерного заводнения была также показана для нефти с вязкостью до 10000 сПз. Результативность ПЗ участка с вязкостью нефти от 1000 сПз до 2000 сПз улучшается и характеризуется слабыми темпами увеличения обводненности. С увеличением вязкости данный эффект снижается, но в конечном итоге, достигается значительный прирост в нефтеотдаче. В случае, когда ПЗ используется в качестве первичного метода нефтеизвлечения с самого начала разработки, эффективность ПЗ достигает максимального значения и сопровождается продолжительным и стабильным отбором по нефти.

#### Экспериментальные исследования

Эффективность технологии полимерного заводнения в значительной степени определяется свойствами используемых реагентов. Подбор реагентов должен осуществляться с учетом индивидуальных особенностей и состояния разработки конкретного месторождения (рис. 4).



Рисунок 4. Блок-схема разработки полимера под конкретные условия месторождения

Одним из перспективных типов полимеров для условий высоковязких месторождений являются ассоциативные полимеры. Данные полимеры имеют в своей структуре гидрофильные и гидрофобные звенья макромолекул и состоят из длинной гидрофильной цепочки с небольшим количеством гидрофобных групп, расположенных вдоль основной цепи или на ее концах. Ассоциативные полимеры обладают высокой загущающей способностью в водах различной минерализации, и данный факт является преимуществом ассоциативных полимеров над гидролизованной полиакриламидами. Еще одним достоинством ассоциативных полимеров является их повышенная стойкость к механической деструкции вследствие более жесткой структуры макромолекул (рис. 5).

Авторами предлагается испытать технологию полимерного заводнения с комбинацией выравнивания профиля приемистости глубоко в пласте. Для этого необходимо подобрать два вида полимеров, один - для вытеснения (ПЗ), другой - для выравнивания профиля приемистости (далее – ВПП).

При подборе полимера для условий конкретного месторождения необходимо учитывать (рис. 4):

- физико-химические свойства пластовых и закачиваемых вод;
- температуру пласта;
- проницаемость и пористость пласта;
- размер пор;
- неоднородность пласта;
- минералогический состав пород-коллекторов.

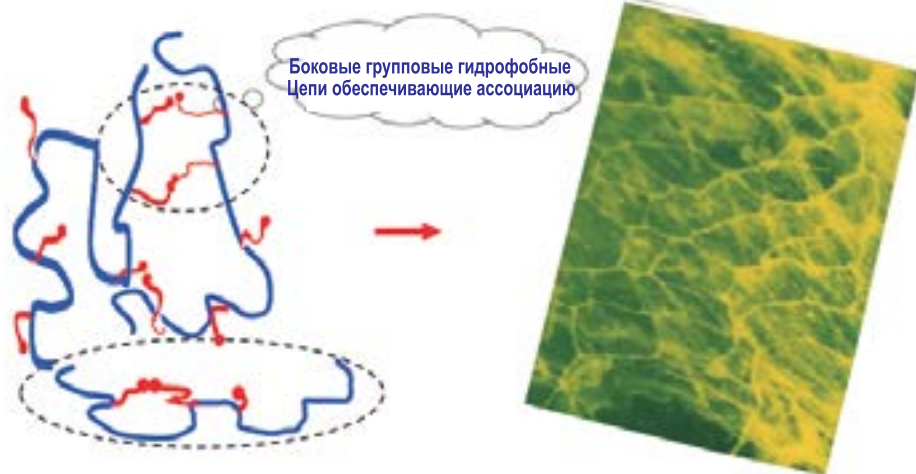


Рисунок 5. Молекулярная структура ассоциативных полимеров

#### Источник воды для поддержания пластового давления (далее – ППД)

Для заводнения на месторождении «К» используется собственная пластовая вода (табл. 2), исследуемая вода по типу

Сулина относится к хлоркальциевым, с суммарной минерализацией 26 г/л (при плотности – 1,018 г/см<sup>3</sup>), с преимущественным содержанием хлорид-ионов (15,7 г/л), с pH воды – 7,1.

**Таблица 2. Результаты физико-химического анализа  
сточной воды для ППД месторождения «К»**

Показатель	Результаты
рН среды	7,1
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,018
Содержание кальция (Ca <sup>2+</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	1 202,4
Содержание магния (Mg <sup>2+</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	608,0
Содержание суммы калия и натрия (K <sup>+</sup> , Na <sup>+</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	7 894,8
Содержание хлоридов (Cl <sup>-</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	15 714,6
Содержание сульфатов (SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	Не обнаружено
Содержание гидрокарбонатов (HCO <sub>3</sub> <sup>-1</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	561,2
Минерализация, мг/дм <sup>3</sup>	26 008,0
Тип по Сулину	Cl-Ca
Общая жесткость воды, мг-экв/дм <sup>3</sup>	110,0
Общее содержание железа (Fe <sup>2+</sup> , Fe <sup>3+</sup> ), мг/дм <sup>3</sup>	50,4

Пластовая температура месторождения «К» в зонах закачки воды не превышает 30°C. Температурный режим пласта благоприятен для полимерного заводнения.

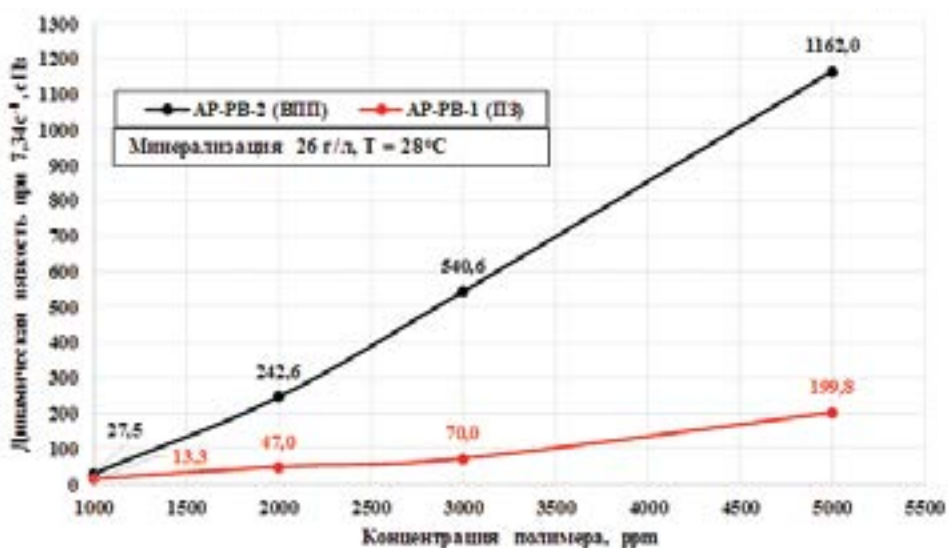
Проницаемость, пористость, размер пор коллектора являются взаимосвязанными факторами, их величины влияют на выбор молекулярной массы и размера полимера. Молекулярная масса полимера снижается при возрастании минерализации воды, при этом увеличивается ограничение по проницаемости. Молекулярная масса полимера подбирается согласно диапазона размеров поровых каналов. Существующие на сегодня виды полимеров для призабойной зоны пласта имеют ограничение по проницаемости не менее 50 мД и приемистости не менее 50 м<sup>3</sup>/сут. Проницаемость продуктивных горизонтов месторождения (по керну, ГИС, ГДИС) варьируется в широких пределах от единиц до нескольких тысяч мД. В зонах водозакачки приемистость составляет в среднем 50 м<sup>3</sup>/сут при ограничении штуцером и потенциально может принимать значения более 200 м<sup>3</sup>/сут и выше.

Существующие диапазоны проницаемостей и режимов нагнетательных скважин являются благоприятными для полимерного заводнения.

Для оценки эффективности полимерного заводнения в данной работе испытывались два вида полимеров: 1) для вытеснения нефти (ПЗ) – АР-РВ-1 с молекулярной массой 7,39 млн. а.е.м.; 2) для выравнивания профиля (ВПП) – АР-РВ-2 с молекулярной массой 15,15 млн. а.е.м. В экспериментах использовалась реальная пластовая вода, очищенная от нефтепродуктов, механических примесей и ионов железа (табл. 3). Динамическая вязкость растворов замерялась на автоматическом высокоточном вискозиметре Anton-Paar в диапазонах скоростей сдвига 0-100 с и температуры 40°C. Замер реологических свойств каждой пробы повторялся дважды и усреднялся при условии минимальных расхождений, в противном случае замер повторялся. Все пробы полимерного раствора готовили в атмосферных условиях. Результаты физико-химических анализов и реологических исследований представлены в табл. 3-5 и на рис. 6.

**Таблица 3. Физико-химический анализ полимеров АР-РВ-1, АР-РВ-2**

Параметр	АР-РВ-1		АР-РВ-2	
	Факт	Норма по паспорту	Факт	Норма по паспорту
Молекулярная масса, млн. а.е.м.	7,39	-	15,15	-
Содержание основного вещества, %	92,51	90	90,31	90
Степень гидролиза, %	20,6	15-25	16,96	15-25
Характеристическая вязкость, дл/г	12,6	10-30	22,3	10-25
Нерастворимый остаток, %	0,88	< 1	0,31	< 1
Фильтруемость, ед	0,6	≤ 1,5	1,04	≤ 1,5
Время растворения, час	3	3	3	3
Соответствие требованиям	соответствует		соответствует	



**Рисунок 6. Сравнение вязкостных характеристик полимеров АР-РВ-1, АР-РВ-2**

**Таблица 4. Вязкость полимеров при различных концентрациях**

Концентрация полимера, ppm	Динамическая вязкость при 7,34 с <sup>-1</sup> , сПз	
	АР-РВ-2 (ВПП)	АР-РВ-1 (ПЗ)
1000	27,5	13,3
2000	242,6	47,0
3000	540,6	70,0
5000	1162,0	199,8

**Таблица 5. Результаты определения стойкости к старению полимеров в течение 14 суток**

Полимер	Стойкость к старению, %		
	0 суток	7 суток	14 суток
АР-РВ-1 (ПЗ)	100%	99%	93%
АР-РВ-2 (ВПП)	100%	97%	97%



Как следует из представленных данных таблиц и рисунков, ассоциативные полимеры обладают высокой загущающей способностью, хорошей фильтруемостью, отличной растворимостью, а также высокой стойкостью к старению при пластовых условиях месторождения «К».

В данной работе проведена серия фильтрационных исследований по оценке эффективности фильтрации в низкопроницаемой части пласта, коэффициенту блокирования высокопроницаемой части пласта, довытеснения остаточной нефти

после заводнения. В качестве модели пласта использовались насыпные модели со слоисто-неоднородной проницаемостью, которые характерны для месторождения «К». Размер модели 4,5\*4,5\*30 см, проницаемость по слоям 100 / 500 / 1200 мД, толщина по слоям 0,75 / 3,15 / 0,6 см (рис. 7). Вязкость модельной пластовой нефти составила 881,7 сПз, в качестве модельной нефти использовалась комбинация нефти и дизеля, температура составила 28°C. На рис. 8-10 и в табл. 6-10 представлены результаты исследований.

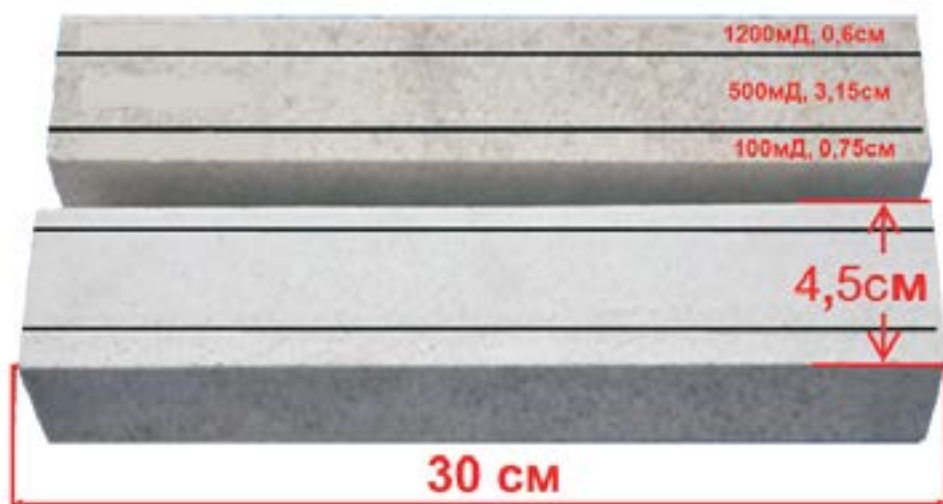
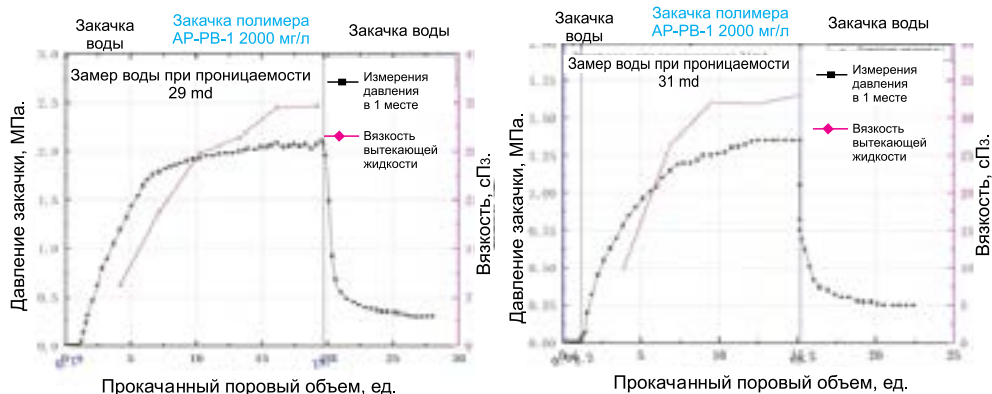


Рисунок 7. Искусственная неоднородная трехслойная модель пласта месторождения «К»

Таблица 6. Результаты теста на закачиваемость полимерного раствора AP-PB-1 на керне

Концентрация полимера, мг/л	Проницаемость, мД		Пористость, %	Вязкость полимера, сПз		Давление стабилизации закачки, МПа	Коэффициент, ед.	
	по газу	по воде		на входе	на выходе		сопротивления	остаточного сопротивления
2000	200	29	16,2	47	34,5	2,07	213,32	31,53
2000	200	31	16,12	47	33,1	1,35	150,53	27,88



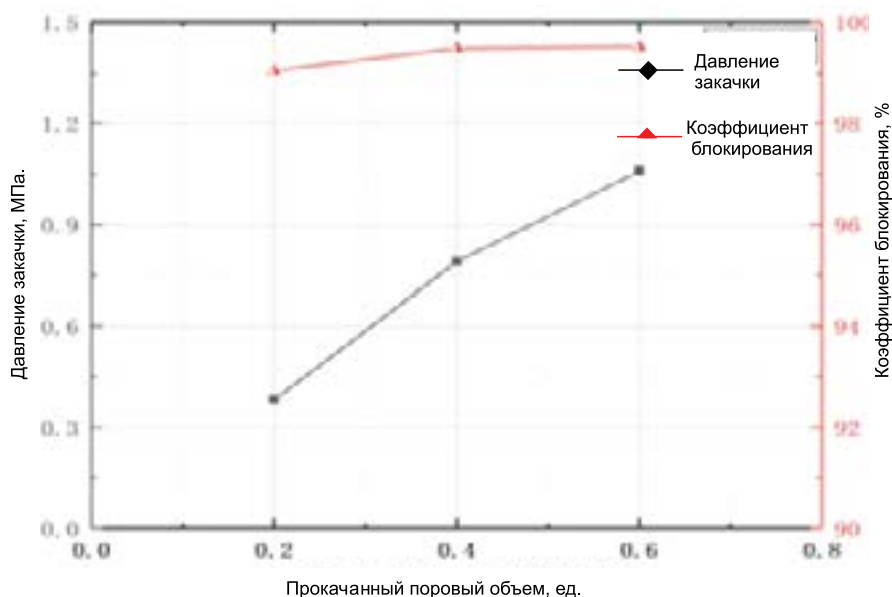
**Рисунок 8. Тест на закачиваемость полимера AP-PB-1 2000 мг/л на керне 200 мД**

Как следует из представленных значений таблиц и рисунков, в данных экспериментах подтверждается положительная способность полимерного раствора к

фильтруемости (продвижению) в породе. Это видно по градиенту давления закачки и его стабилизации через 7-10 поровых объемов прокачки раствора.

**Таблица 7. Исследования блокирующей способности раствора полимера AP-PB-2**

Проницаемость образца, мД	Прокачанный объем пор, д.ед	Давление закачки, МПа	Проницаемость после, мД	Коэффициент блокирования, %
370,2	0,2	0,379	3,5	99,05
352,9	0,4	0,79	1,8	99,49
419,2	0,6	1,06	2	99,52



**Рисунок 9. Исследования блокирующей способности раствора полимера AP-PB-2**

Как следует из представленных данных, раствор полимера AP-PB-2 проявляет отличные способности блокирования высокопроницаемых каналов, в среднем, при прокачке от 0,2 до 0,6 д. ед. порового объема коэффициент блокирования составляет более 99%.

Фильтрационные исследования по вытеснению нефти выполнялись в три этапа:

1. Испытания по довытеснению нефти полимерным раствором различных концентраций после прокачки 2 поровых объемов воды, с целью определения оптимального соотношения подвижности вытесняемой и вытесняющей фаз и оптимизации концентрации (вязкости) отороч-

ки полимера.

2. При одинаковых концентрациях полимерного раствора согласно этапу 1, после прокачки 2 поровых объемов воды, прокачки полимерного раствора с различными объемами оторочки, с целью оптимизации объема оторочки.

3. Модификация дизайна оторочек с комплексным эффектом ПЗ + ВПП – прокачка различных вариантов оторочки и концентрации полимера (ВПП) при полимерном воздействии, учитывающем этапы 1 и 2.

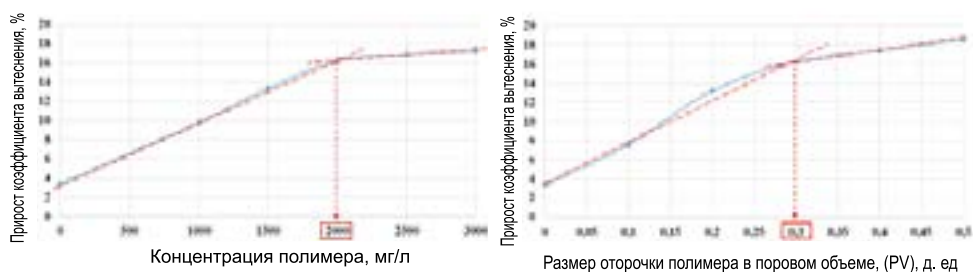
Результаты фильтрационных исследований представлены в табл. 8-10 и на рис. 10.

**Таблица 8. Результаты фильтрационных исследований 1 этапа**

Концентрация мг/л	Вязкость, сПз	№ обр.	Проницае- мость по воде, мД	Порис- тость, %	Снач, %	Коэффициент вытеснения, %		
						до	после	прирост
0	1	6	213	15,46	59,77	26,79	30,19	3,4
1000	12	7	209	14,54	60,1	28	37,8	9,8
1500	23	2	205	14,76	60,36	27,65	40,98	13,33
2000	35	3	218	14,57	60,8	27,71	43,94	16,23
2500	48	1	212	15	60,4	27,25	44,15	16,9
3000	64	5	201	14,22	59,81	27,76	45,1	17,34

**Таблица 9. Результаты фильтрационных исследований 2 этапа**

Размер оторочки полимера, PV	№ образца	Прони- цаемость по воде, мД	Порис- тость, %	Снач н, %	Коэффициент вытеснения, %		
					до	после	прирост
0	6	213	15,46	59,77	26,79	30,19	3,4
0,1	8	198	14,7	59,86	27,6	35,2	7,6
0,2	9	197	14,13	59,78	27,29	49,49	13,2
0,3	3	218	14,57	60,8	27,71	43,94	16,23
0,4	16	206	14,76	60,2	26,92	44,32	17,4
0,5	4	203	14,34	60,36	27,06	45,64	18,58



**Рисунок 10. Результаты фильтрационных исследований 1-го и 2-го этапов**

**Таблица 10. Результаты фильтрационных исследований 3 этапа**

АР-РВ-2 ВПП + АР-РВ-1 ПЗ	Вязкость, сПз	№ обр.	Проницаемость по воде, мД	Пористость, %	Снач н, %	Коэффициент вытеснения, %		
						до	после	прирост
0 PV + 0,3PV2000 мг/л	-/35	3	208	14,57	60,8	27,71	43,94	16,23
0,05PV2000 мг/л + 0,3pv2000 мг/л	173/35	14	210	14,15	59,86	27,77	44,66	16,89
0,1PV2000 мг/л + 0,3PV2000 мг/л	173/35	10	203	14,39	60,43	27,2	45	17,8
0,05PV3000 мг/л + 0,3pv2000 мг/л	505/35	15	193	14,44	60,02	27,2	45,6	18,4
0,1PV3000 мг/л + 0,3PV2000 мг/л	505/35	30	209	16,11	60,44	27,04	46,11	19,07

Как следует из представленных рисунков и таблиц, оптимальная концентрация полимера АР-РВ-1 в воде составила 2000 мг/л, оптимальный размер оторочки – 0,3 д. ед. порового объема (PV), оптимальная концентрация оторочки ВПП – 0,1 PV при концентрации 3000 мг/л полимера АР-РВ-2. При таком дизайне закачки достигается максимальный прирост коэффициента вытеснения, который составляет 19,07%.

#### Подбор участка и технико-экономическая оценка ОПИ ПЗ

Для подбора участка с целью опытно-промышленного испытания полимерного заводнения (ОПИ ПЗ) был выполнен двухэтапный скрининг месторождения по ряду геолого-физических и технологических критериев. В ходе первого этапа был

выполнен анализ текущего состояния разработки месторождения по объектам с целью определения участка, затем в ходе детального анализа участка подобраны элементы заводнения для ОПИ. Ниже представлены основные критерии подбора участка (элементов).

Геологические параметры: толщина эффективного нефтенасыщенного пласта – не менее 10 м; средневзвешенная проницаемость по толщине пласта – более 200 мД; температура пласта – не более 70°C; расчлененность пласта – более 3; коэффициент вариации по расчленённости пласта – менее 0,5; средневзвешенная текущая нефтенасыщенность – более 0,45; отсутствие газовой шапки; отсутствие подстилающей воды; отсутствие или низкая степень трещиноватости.

Технологические параметры: реализованная система заводнения; равномерная (упорядоченная) сетка скважин; не допускается совместная эксплуатация более одного объекта; обводненность 70-98%; выработка от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) – не более 90%; дебит жидкости на 1 скважину – более 20 т/сут при  $P_{заб} \geq P_{нас}$ ; приёмистость – более 50 м<sup>3</sup>/сут; удовлетворительное техническое состояние колонны.

Руководствуясь критериями подбора, выбран участок с 4 сопряженными

элементами 7-точечной системы заводнения (рис. 11). В табл. 11 представлены параметры модели и на рис. 12 – результаты адаптации истории разработки. Расчеты показателей разработки выполнялись на модели нелетучей нефти (Black oil model). Прогноз полимерного заводнения выполнялся на модуле «polymer flooding» с установкой параметров адсорбции на породе, вязкости полимера, механической деструкции, коэффициента сопротивления согласно результатам лабораторных исследований данной работы.

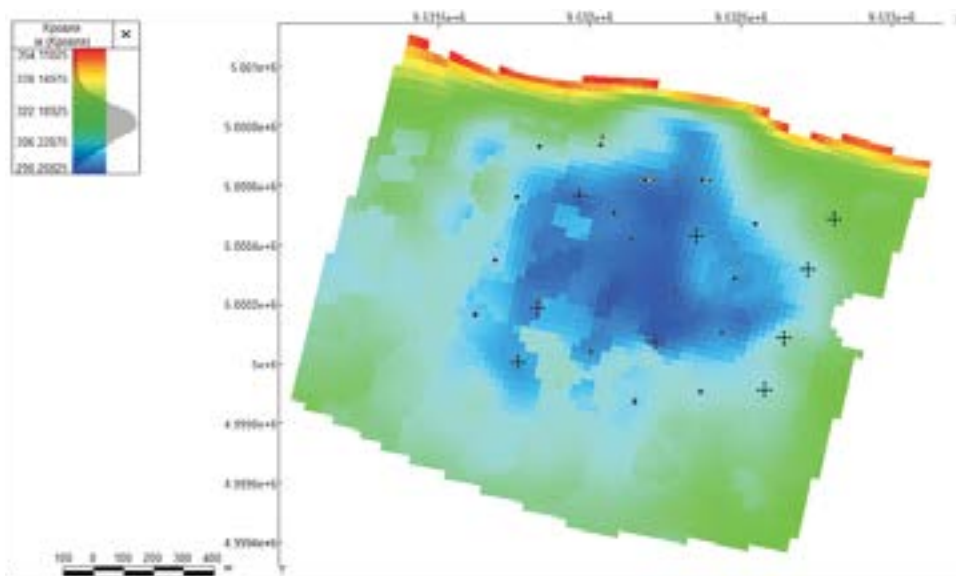


Рисунок 11. Секторная модель участка ОПИ ПЗ

Таблица 11. Параметры сектора ОПИ ПЗ

Параметры	Участок ОПИ ПЗ
Размерность (Nx, Ny, Nz)	75x58x118
Кол-во скважин	26
Дата начала разработки	01.08.1984

Прогноз основных технологических показателей разработки выполнялся по двум вариантам:

1) Базовый вариант – продолжение заводнения по 31.12.2034 г., при этом приемистость и дебиты скважин остаются постоянными и равны уровням декабря

2018 г.

2) Полимерное заводнение – с 01.01.2019 г. по 18.03.2020 г. закачка полимерного раствора AP-PB-2 с концентрацией 3000 мг/л (вязкость 561,44 сПз), с 19.03.2020 г. по 24.10.2023 г. - закачка полимерного раствора с концентрацией 2000 мг/л (вязкость 39,56 сПз), с 25.10.2023 г. по 31.12.2034 г. - закачка воды.

При базовом варианте к 31.12.2035 г. накопленная добыча нефти составит 514,862 тыс. т, КИН 26,4%. При варианте полимерного заводнения к 31.12.2035 г. накопленная добыча нефти составит 724,2 тыс. т, КИН 37,1%. Прирост КИН за счет по-

лимерного заводнения составит 10,8%, дополнительная добыча нефти – 209,338 тыс. т. Динамика показателей разработки

базового варианта и варианта полимерного заводнения представлены на рис. 13, 14.

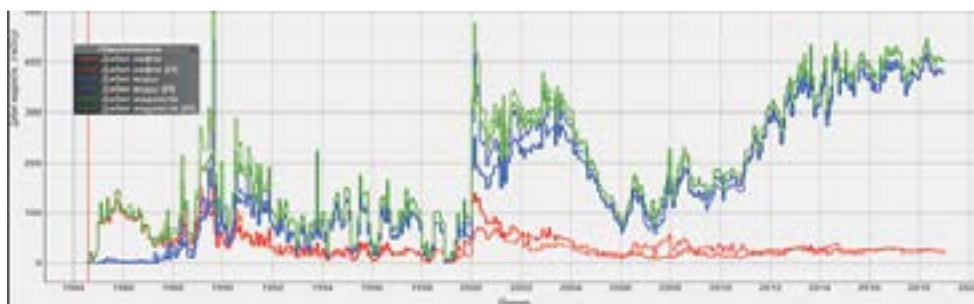


Рисунок 12. Результаты адаптации по динамическим показателям участка ОПИ ПЗ

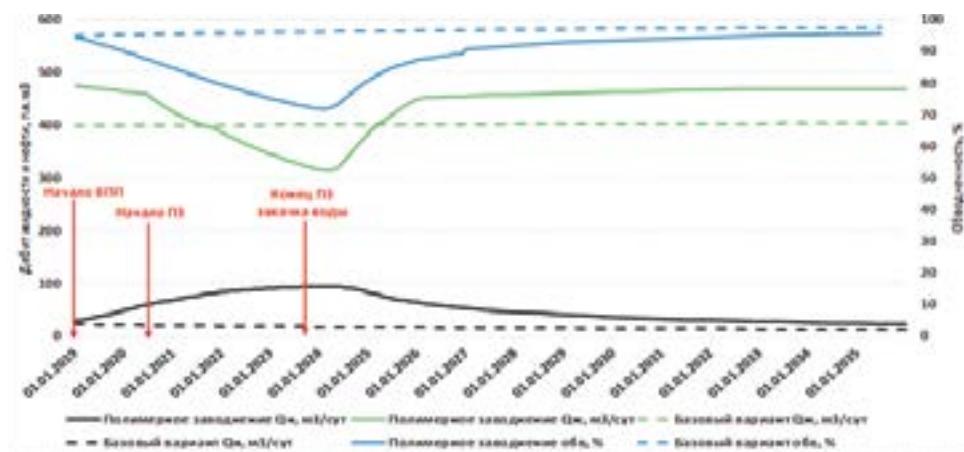


Рисунок 13. Динамика добычи нефти по вариантам базового и полимерного заводнения

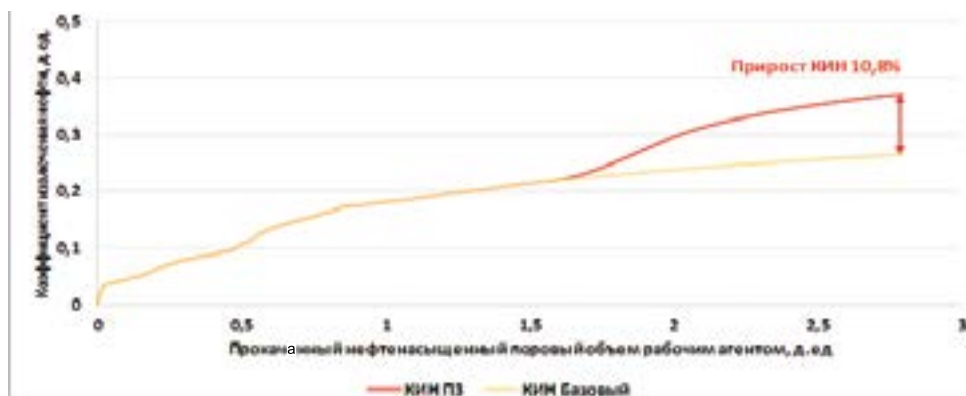


Рисунок 14. Зависимость прокачанного PV и КИН вариантов базового и полимерного заводнения

Результаты расчетов экономической эффективности за прогнозный период технологии полимерного заводнения на

опытном участке месторождения «К» представлены в табл. 12.

**Таблица 12. Интегральные технико-экономические показатели оценки за рентабельный период**

Наименование показателей	Единицы измерений	Значение показателей
Рентабельный период	годы	2019 - 2035
Дополнительная добыча нефти	тонн	205 231
Расходы полимера	тонн	1 940
Внутренняя норма прибыли (IRR)	%	35,7%
Срок окупаемости (PBP)	лет	5
Срок окупаемости (дисконтированный-DPBP) при ставке 11,34%	лет	5
Индекс окупаемости инвестиций (PI)	д.е.	4,8

Приведенные технико-экономические результаты за рентабельный период свидетельствуют, что внедрение технологии полимерного заводнения на опытном участке месторождения «К» является экономически эффективным и достигнет безубыточности на 5 год реализации.

#### Выводы

Проведенный анализ на основе опыта применения полимерного заводнения на месторождениях высоковязкой нефти, проведенных лабораторных исследова-

ний, оценочных расчетов ожидаемой добычи на секторной геолого-гидродинамической модели показывает снижение обводненности, увеличение добычи нефти, прирост текущей и конечной нефтеотдачи. Экономический анализ с учетом существующей конъюнктуры рынка показывает, что индекс окупаемости составит 4,8 единиц и срок окупаемости 5 лет. Данное направление для увеличения нефтеотдачи является перспективным и требует дальнейшего испытания на месторождении «К».

#### Список использованной литературы

1. Delamaide E., Tabary R., Renard G., Dwyer P. Field Scale Polymer Flooding of Heavy Oil: the Pelican Lake Story. – 21-st World Petroleum Congress, Moscow, Russia, 2014.
2. Delamaide E., Zaitoun A., Renard G., Tabary R. Pelican lake Field: First successful application of polymer flooding in heavy oil reservoir. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 17(3), 2014, p. 340-354.
3. Moe Soe Let K.P., Manichand R.N., Seright R.S. Polymer flooding a 500-cp oil. – SPE Improved Oil Recovery Symposium, 14-18 April 2012, Tulsa, Oklahoma, USA. SPE-154567-MS.
4. Manichand R., Mogollon J.L., Bergwijn S., Graanoogst F., Ramdajal R. Preliminary assessment of Tambaredjo heavy oilfield polymer flooding pilot test. – SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 1-3 December 2010, Lima, Peru, SPE-138728-MS.
5. Zhou W., Zhang J., Han M., Xiang W., Feng G., Jiang W. Application of hydrophobically associating water-soluble polymer for polymer flooding in China offshore heavy oilfield. – International Petroleum Technology Conference, 4-6 December 2007, Dubai, U.A.E, IPTC-11635 MS.
6. Xiaodong K., Jian Zh. Offshore heavy oil polymer flooding test in JZW area. – SPE Heavy Oil Conference-Canada, 11-13 June 2013, Calgary, Alberta, Canada, SPE-165473-MS.
7. Delamaide E. Polymer flooding of heavy oil – from screening to full-field extension. – SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference: Latin America, 24-26 September 2014, Medellín, Colombia, SPE-171105-MS.

- 
8. Sheng J.J., Leonhardt B., Azri N. Status of polymer-flooding technology. – Journal of Canadian Petroleum Technology, v. 54, № 02, 2015, SPE-174541-PA.
9. Wassmuth F.R., Green K., Hodgins L., Turta A.T. Polymer Flood technology for heavy oil recovery. – Canadian International Petroleum Conference, 12-14 June 2007, Calgary, Alberta, Canada, PETSOC-2007-182.

### **АУЫР МҰНАЙ КЕН ОРНЫНДА ПОЛИМЕРЛІ СУЛАНДЫРУ ҚОЛДАНУДЫҢ ТИІМДІЛІГІНІҢ ТЕХНИКАЛЫҚ-ЭКОНОМИКАЛЫҚ БАҒАЛАУЫ**

**М.С. Сағындықов, Р.М. Агleshov, Н.Б. Сәлиев, Ш.С. Пангереева, Фен Юкуй**

#### *Түйіндеме*

*Осы мақалада «К» кен орнында полимерлі суландыру технологиясын қолданудың тиімділігінің техникалық-экономикалық бағалауы жүргізілді. Бұл кен орны қабат мұнайдың жоғары тұтқырлығымен, сулану және қабаттың динамикалық біртекті еместігімен сипатталады. Әлемдік тәжірибе ұқсас кен орындарында полимерлі суландыру қолданудың жоғары технологиялық тиімділігін көрсетті. Полимерлі суландыру процесін гидродинамикалық модельдеу және эксперименттік зерттеулердің нәтижелері жоғары техникалық-экономикалық тиімділікті көрсетеді және тәжірибелік-кәсіптік сынаққа негіз береді.*

*Түйінді сөздер: полимерлі суландыру, жоғары тұтқырлық, қабаттың біртекті еместігі, сүзу зерттеулері, мұнай беруді арттыру, модельдеу.*

### **FEASIBILITY STUDY FOR POLYMER FLOODING IN A HEAVY OIL RESERVOIR** **M.S. Sagyndikov, R.M. Agleshov, N.B. Saliyev, Sh.S. Pangereeva, Feng Youkui**

#### *Abstract*

*This paper presents a feasibility study of the effectiveness of polymer flooding technology at the field K. The field is characterized by high viscosity of reservoir oil, water cut and dynamic heterogeneity of the reservoir. The global experience of polymer flooding (hereinafter - PF) at analogous fields shows high technological efficiency. The results of experimental studies and hydrodynamic modeling of the polymer flooding process show high technical and economic efficiency and provide the basis for pilot testing.*

*Keywords: polymer flooding, high viscosity, reservoir heterogeneity, filtration studies, enhanced oil recovery, simulation.*

#### **Информация об авторах:**

**Сағындықов Марат Серикович** – заместитель директора департамента повышения нефтеотдачи пластов и перспективных проектов, *sagyndikov\_M@kaznipi.kz*

**Агleshov Руслан Маратович** – первый заместитель директора филиала по добыче, *agleshov\_R@kaznipi.kz*

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз» г. Актау

**Салиев Нурлан Бакитжанович** – директор департамента промышленной геологии и геологического моделирования ТОО «КМГ Инжиниринг» г. Нур-Сұлтан, *n.saliyev@niikmg.kz*

**Пангереева Шолпан Серикбаевна** – заместитель генерального директора по геологии и разработке АО «Озенмұнайгаз», г. Жанаозен

**Фен Юкуй** – заместитель генерального директора по геологии АО «Каражанбас-мұнай», г. Актау