

УДК 622.276.43:678

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЕ ВНЕДРЕНИЕ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЮЖНО-ТУРГАЙСКОГО БАССЕЙНА

Р.Ж. Абиров¹, А.Г. Мухамедова¹, Б. Панабеккызы¹, Н.А. Еремин², Ж.Ж. Абиров³, А.А. Нестеркин⁴
(АО "Казахстанско-Британский технический университет"¹, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина², ООО "СНФ-Восток"³, ТОО "Атриум"⁴)

Введение

На месторождениях Республики Казахстан остро встал вопрос повышения нефтеотдачи на месторождениях. Особенно это важно на месторождениях, находящихся долгое время в разработке. Одним из возможных решений этой проблемы является физико-химическое воздействие на коллектор, такое, как полимерное заводнение, которое успешно показало эффективность на многих коллекторах в мире. Прирост добычи достигает в среднем 2...15 % [1].

Одним из важнейших этапов является изучение аналогичных проектов. Самыми успешными можно считать проекты с параметрами, данными в табл. 1 [2]. В настоящее время опыт планирования и внедрения полимерного заводнения включает 4 стадии [3]. Стадия 1 – рассмотрение месторождений-кандидатов на предмет выбора метода повышения нефтеотдачи, при

котором месторождения, не имеющие подходящих геолого-физических параметров коллектора (проницаемость, температура, соленость), не проходят отбор, так же как и месторождения, не соответствующие по инфраструктуре и экономической целесообразности разработки. На стадии 2 с помощью лабораторных исследований и с использованием симуляторов идет оценка увеличения добычи, которая должна быть экономически эффективной в результате применения проекта. На стадии 3 проводятся производственные тесты, такие, как опытно-промышленное внедрение, для того чтобы определить параметры для применения процесса. После доказательства успешного применения проекта готовится коммерческий план по внедрению метода воздействия на коллектор – стадия 4.

На месторождении Нуралы Южно-Тургайского бассейна опытно-промышленное внедрение проекта по полимерному заводнению начато в июне 2014 г. Было

Общий обзор критериев для полимерного заводнения (Sheng, Leonhardt, Azri)

Параметры	k , мД	T_p , °C	Солёность воды залежи TDS, млн доли ед.	Дивалент, млн доли ед.	Литология	Глина	μ_0 , сП	S_0 (фракция)	Водоносный горизонт	Газовая шапка	Плотность по API	Глубина, фут
Предложенные (Sheng, Leonhardt, Azri)	50	< 93,3	< 50000	< 100	Песчаник	Низкий	< 150	$S_0 \dots S_{or} > 0,1$	Слабый	Слабый	нк	нк

Примечание. μ_0 – вязкость нефти; S_0 – нефтенасыщенность до ПАВ-щелочного полимерного заводнения; T_p – температура пласта; нк – не критично.

решено начать закачку полимерного раствора на опытном участке в две нагнетающие скважины. Выбор данного метода на месторождении обусловлен отсутствием газовой шапки, активным напором подошвенных вод, песчанистыми породами.

Краткая геолого-физическая характеристика объекта разработки месторождения

Изучаемое месторождение расположено в Южно-Тургайском бассейне, Казахстан. Отложения представлены многослойными, трещиноватыми, неоднородными песчаниками, с доказанными запасами нефти 2712500 т. Месторождение находится в разработке с 1996 г., заводнение проводилось на ранних стадиях добычи.

Залежь представлена юрскими и неокотскими отложениями песчаников со средними параметрами по всему месторождению: открытой пористостью 22,0...24,5 % и проницаемостью 2...2200 мД. Структура комплексная и неоднородная с включениями линз, что характеризует флювиальную среду осадконакопления резервуара. Толщина продуктивной залежи варьируется от 3,4 до 24,2 м на глубине 1620...2050 м. Покрышками являются глины толщиной 20...60 м.

Добываются легкие нефти с плотностью 807...838 кг/м³, слабосернистые, высокопарафинистые и с небольшим содержанием асфальтенов и смол. Обводненность некоторых участков достигает 90 %.

С помощью так называемых гидравлических единиц потока пласт был разделен на семь слоев, каждый из которых имеет свою пористость и проницаемость. Было определено, что коэффициент Дайкстра – Парсона по проницаемости (Dykstra – Parsons) равен 0,9453, что свидетельствует о высокой разнородности пласта. Для примера к на месторождении Дацинг (Китай), где полимерное заводнение успешно применяется продолжительное время, этот коэффициент равен 0,4...0,7 и считается подходящим для закачки полимерного раствора [4].

Описание метода воздействия на пласт

На опытном участке эксплуатируется 8 добывающих скв.: 49, 62, 70, 71, 93, 96, 209 и 107 (рис. 1).

Участок осложнен тектоническими нарушениями, анизотропией пласта по площади и по разрезу, близко расположен к ВНК [5]. По результатам проведенных трассерных исследований (табл. 2) выявлены хорошая гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами опытного участка, неравномерность перераспределения закачиваемой в пласт воды, наличие промытых каналов, что приводит к снижению коэффициента охвата пласта заводнением.

Были проведены лабораторные исследования образцов керн месторождения для определения коэффициента вытеснения водой, а также полимерным раствором. Коэффициент вытеснения при этом увеличился на 0,1 доли ед.

Проницаемость для воды, 10 ⁻³ мкм ²	24,663
Проницаемость воды при остаточной нефтенасыщенности, 10 ⁻³ мкм ²	8,35
Проницаемость для нефти, 10 ⁻³ мкм ²	12,071
Проницаемость нефти при остаточной воде, 10 ⁻³ мкм ²	6,3
Коэффициент вытеснения (до закачки полимера), доли ед.	0,487372015
Коэффициент вытеснения (после закачки полимера), доли ед.	0,583645

Основные характеристики горизонта М-II-3

Пластовая температура, °C	81
Проницаемость средняя, мД	400
Пористость средняя	0,16
Вязкость нефти, сП	0,4...1,7
Расстояние между скважинами, м	>632
Наличие трещин	Да

При полимерном заводнении прогнозируемый прирост нефтеотдачи в среднем составляет от 3 до 10 %. Размеры оторочки полимера варьируются от 0,1 до 0,4 $V_{пор}$ (порового объема). На данном месторождении бы-

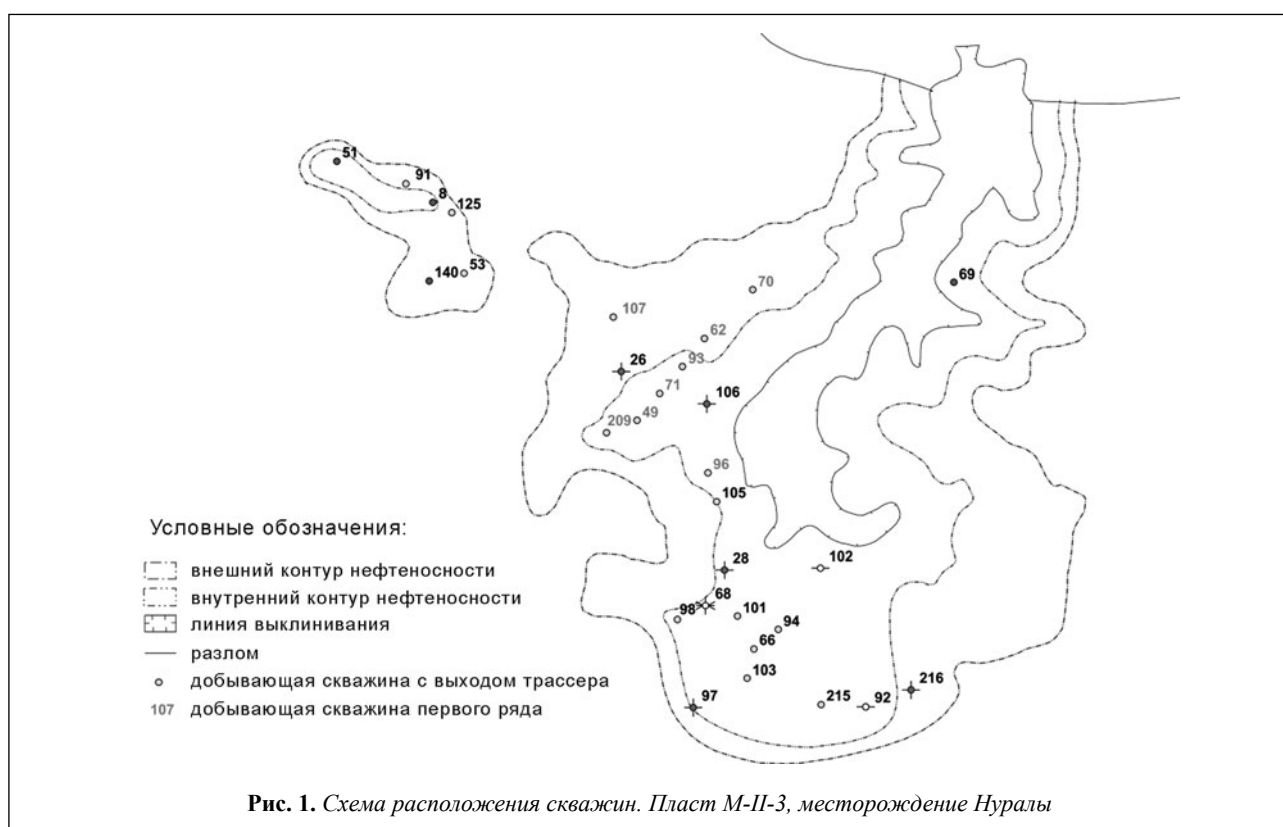


Рис. 1. Схема расположения скважин. Пласт М-II-3, месторождение Нуралы

Таблица 2

Результаты исследования трассерами участка пилотного полимерного заводнения

Номер скважины	Расстояние до скважины, м		Скорость прохождения трассера, м/сут		Проницаемость канала, мкм ²		Объем канала, м ³		Суммарная толщина трещин каналов, мм		Время выхода трассера, сут	
	Уч. скв. 26	Уч. скв. 106	Уч. скв. 26	Уч. скв. 106	Уч. скв. 26	Уч. скв. 106	Уч. скв. 26	Уч. скв. 106	Уч. скв. 26	Уч. скв. 106	Уч. скв. 26	Уч. скв. 106
49	742	1042	742	428	362,56	121	492	63	23,68	4,6	1,0	2,4
53	2679	—	824,31	—	2008,23	—	1599	—	21,32	—	3,2	—
62	1291	941	2369,36	1077	2031,84	213	478,33	127	13,23	11,7	0,5	0,9
70	2228	1767	3762,84	1648	4386,41	701	314,33	17	5,23	1,1	0,6	1,1
71	632	700	90,29	438	18,71	94	3444	37	178,67	4,2	7,0	1,6
91	—	5376	—	3270	—	5774	—	16	—	0,36	—	1,6
93	885	638	625,91	608	302,25	105	724,33	30	27,28	3,7	1,4	1,0
94	—	3418	—	2477	—	1636	—	0,1	—	0	—	1,4
96	1924	1002	1489,55	609	1574,98	167	635,5	26	10,49	1,9	1,3	1,6
98	3669	3145	12579,4	3115	21497,9	2360	143,5	5	1,19	0,2	0,3	1,0
101	—	3098	—	1473	—	1219	—	39	—	1,2	—	2,1
103	—	4007	—	4438	—	4083	—	10	—	0,2	—	0,9
105	2324	—	4290,46	—	5289,42	—	266,5	—	4,25	—	0,5	—
107	790	—	126,89	—	66,01	—	3073,69	—	127,57	—	6,2	—
125	—	4600	—	3271	—	5149	—	12	—	0,3	—	1,4
209	—	1510	—	1149	—	537	—	33	—	2,2	—	1,3
215	—	4641	—	3321	—	7049	—	3	—	0,1	—	1,4

ло решено на начальном этапе заполнить 30 % объема пор. При использовании полимера соотношение коэффициентов подвижности уменьшается, соответственно, увеличивается коэффициент охвата пласта по площади (простирацию) и по толщине. Соотношение коэффициентов подвижностей воды и нефти M записывается как

$$M = \frac{\lambda_v}{\lambda_n} = \frac{k_v / \mu_v}{k_n / \mu_n},$$

где λ_v и λ_n – коэффициенты подвижностей воды и нефти, соответственно;

k_v и k_n – фазовые проницаемости воды и нефти, соответственно;

μ_v и μ_n – вязкости воды и нефти, соответственно.

Основными механизмами увеличения нефтеотдачи при нагнетании водных растворов полимеров являются:

– загущение воды, которое приводит к снижению соотношения подвижности нефти и воды и возможности прорыва воды к добывающим скважинам;

– закупорка высокопроницаемых каналов вследствие адсорбции полимеров на поверхности горной породы. Охват воздействия низкопроницаемых коллекторов при этом увеличивается [2].

При заданных параметрах заводнения соотношение коэффициентов подвижностей воды и нефти M составляет 2,95, что не удовлетворяет требованиям. Если

средняя вязкость полимерного раствора, закачиваемого в пласт, составит 199 сП, то коэффициент подвижностей нефти и воды M становится равен 0,007, что увеличивает мобильность нефти в несколько сотен раз.

Для заводнения был использован полимер Floраам компании SNF, так как он имеет высокую молекулярную массу полиакриламида, который может выдерживать температуру до 90 °С и быть эффективным в рассолах, содержащих значительное количество дивалентных катионов (кальция и магния).

Расчет показал, что дополнительная добыча нефти с июня по декабрь 2014 г. после закачки полимера составила 7005,5 т.

Программа опытно-промышленных работ по внедрению технологии полимерного заводнения представлена в табл. 3.

На расчетном этапе опытно-промышленного внедрения технологическая эффективность (масса или объем дополнительно добытой нефти по отношению к массе или объему закачанного рабочего агента) составила 7005,5 т нефти/131,5 т сухого полимера = 53,27, что ниже показателя эффективности на данном этапе (табл. 4).

Однако при прогнозной добыче по проекту 30798 т за 27 мес и прогнозных темпах закачки полимерного раствора 8...10 т в месяц технологическая эффективность увеличится до ~89 т/т, что выше показателя успешности проекта < 75 т/т. На эффективность проекта

Таблица 3

Программа опытно-промышленных работ по внедрению технологии полимерного заводнения

Дата	Время работы скв. 26–106, сут	Концентрация полимера, ррп		Вязкость полимерного раствора, сП		Объем закачки, м³/сут		Расход сухого полимера скв. 26–106, т	Накопленный полимер скв. 26–106, т
		скв. 26	скв. 106	скв. 26	скв. 106	скв. 26	скв. 106		
Этап закачки высоковязкой оторочки и площадного полимерного заводнения									
23.09–30.11.2014 г.	70	6000	4000	135	53	130	90	84,14	140,80
01.12–09.12.2014 г.	9	5000	3000	89,2	28,4	130	90	8,76	149,56
10.12–14.12.2014 г.	5	4000	2000	50	9,75	130	90	3,72	153,28
15.12–31.12.2014 г.	17	3000	2000	28,4	9,75	130	90	10,44	163,72

Таблица 4

Технологическая успешность применения методов воздействия [2]

№ п/п	Метод воздействия	Единица	Средняя удельная технологическая эффективность	Показатель успешности	Показатель неуспешности
1	Нагнетание пара	т/т	0,3	> 0,30	< 0,15
2	Внутрипластовое горение	т/м³	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$> 1,0 \cdot 10^{-3}$	$0,3 \cdot 10^{-3}$
3	Нагнетание полимера	т/т	260	> 150	< 75,0
4	Нагнетание ПАВ	т/т	12...200	> 50,0	< 15,0
5	Нагнетание щелочи	т/т	12	> 30	< 10,0
6	Нагнетание кислоты	т/т	–	> 10,0	< 3,0
7	Нагнетание углеводородных газов	т/тыс. м³	0,5	> 1,0	< 0,4
8	Нагнетание CO₂	т/тыс. м³	1,5	> 0,8...2	< 0,2
9	Мицеллярно-полимерное заводнение	т/т	100...600	> 150	< 50



Рис. 2. График обводненности с 2004 по 2014 г.

также влияет стабилизация обводненности месторождения (рис. 2) на уровне 85...86 %. Обводненность скважин уменьшилась на 4...5 %, что вызвано закупоркой больших трещин высоковязкой оторочкой, закачиваемой на начальных этапах.

Для последующего полимерного заводнения всего месторождения нужно провести сравнительный мониторинг разработки с применением различных методов увеличения нефтеотдачи, таких, как закачка трассеров, гидродинамические исследования и др. Построение моделей и использование новейших симуляторов поможет прогнозировать большие объемы заводнения и добычи на месторождении. В дальнейшем возможно добавление наночастиц для увеличения нефтедобычи [5], а также комбинирование с другими технологиями, например с закачкой низкосолёной воды (LSW).

Выводы

1. Опытное-промышленное внедрение полимерного заводнения показало увеличение добычи нефти на 7 тыс. т.
2. Показатель технологической эффективности при прогнозируемой добыче будет в пределах успешных значений.
3. Закупорка трещин полимерным раствором привела к тому, что обводненность скважин упала на 4...5 % и прекратила рост.

ЛИТЕРАТУРА

1. Выбор метода воздействия на нефтяную залежь / Н.А. Еремин, А.Б. Золотухин, Л.И. Назарова, С.А. Черников: учеб. пособ. / под ред. И.Т. Мищенко. – М.: ГАНГ, 1995. – 190 с.
2. Sheng J., Leonhardt B., Azri N. Status of Polymer-Flooding

Technology // SPE 174541, J. of Canadian Petroleum Technology. – March 2015.

3. Guidelines for Polymer Flooding Evaluation and Development / R.D. Kaminsky, R.C. Wattenbarger, R.C. Szafranski, A.S. Couette // International Petroleum Technology Conference. – Dubai, UAE, 4–6 December 2007.

4. Review of practical Experience of Polymer Flooding at Daqing / D. Wang, H. Dong, L. Changsen, X. Fu, J. Nie // Paper presented in SPE Symposium on Improved Oil recovery. – Tulsa, 20–23 April 2008.

5. Информационный отчет опытно-промышленного внедрения технологии применения полимеров для заводнения / А.А. Нестеркин [и др.]. – Алматы: TOO "Алстрон", 2014.

6. Tarek M. Investigating Nano-Fluid Mixture Effects to Enhance Oil Recovery // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, USA, 28–30 September 2015.

LITERATURA

1. Výbor metoda vzdeystviya na neftyanuyu zalez' / N.A. Eremin, A.B. Zolotukhin, L.I. Nazarova, S.A. Chernikov: ucheb. posob. / pod red. I.T. Mishchenko. – M.: GANG, 1995. – 190 s.
2. Sheng J., Leonhardt B., Azri N. Status of Polymer-Flooding Technology // SPE 174541, J. of Canadian Petroleum Technology. – March 2015.
3. Guidelines for Polymer Flooding Evaluation and Development / R.D. Kaminsky, R.C. Wattenbarger, R.C. Szafranski, A.S. Couette // International Petroleum Technology Conference. – Dubai, UAE, 4–6 December 2007.
4. Review of practical Experience of Polymer Flooding at Daqing / D. Wang, H. Dong, L. Changsen, X. Fu, J. Nie // Paper presented in SPE Symposium on Improved Oil recovery. – Tulsa, 20–23 April 2008.
5. Informatsionnyy otchet opytно-promyshlennogo vnedreniya tekhnologii primeneniya polimerov dlya zavodneniya / A.A. Nessterkin [i dr.]. – Almaty: TOO "Alstron", 2014.
6. Tarek M. Investigating Nano-Fluid Mixture Effects to Enhance Oil Recovery // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Houston, Texas, USA, 28–30 September 2015.