

УДК 622.276.4:556.343(574.1)

Н.Н.НУРПЕИСОВ<sup>1</sup>, М.А.МУХАМЕДЖАНОВ<sup>2</sup>

## ПОТОВОТКЛОНЯЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЗАВОДНЕНИЯ ПЛАСТОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОГО КАЗАХСТАНА

Батыс Қазақстан аймағындағы мұнай кенорындарындағы мұнай қабаттарының өнімін көбейту үшін химиялық полимер қосымшаларын пайдалана отырып суландыру әдістерінің технологиялық нәтижелері берілген.

Изложены результаты технологических испытаний по увеличению нефтеотдачи продуктивных пластов на месторождениях Западного Казахстана с помощью методов заводнения с использованием полимерных химических веществ.

The results of technological tests on increase recovery of oil of productive reservoir on petroleum deposits of Western Kazakhstan with the help of methods water flooding with use of polymeric chemical substances are stated

Современные системы разработки нефтегазовых месторождений с помощью вторичных методов внутриконтурного и законтурного заводнения позволяют существенно повышать нефтеотдачу продуктивных горизонтов. Однако, остаточная нефтенасыщенность в результате заводнения обычно составляет 25-50%. Это объясняется тем, что увеличение нефтеотдачи пластов при заводнении имеет свой вполне определенный предел, обусловленный физической сущностью этого процесса.

Бурный рост нефтедобычи в мире в конце XX века заставил искать пути максимального извлечения нефти с помощью новых физико-химических методов. Развитие этих методов началось одновременно в СССР и США, когда были получены экспериментальные подтверждения снижения внутренних капиллярных сил в системе нефть – вода в пористых средах при использовании различных органохимических и других снижающих вязкость остаточных нефтей веществ добавок при заводнении пластов.

Теоретические вопросы динамики пластов при заводнении достаточно хорошо разработаны в советской и зарубежной литературе и получило свое развитие в нефтепромысловом деле под названием физики пласта. [1-5]. В основу процесса заводнения нефтяных месторождений положе-

но закачка воды в нефтяные пласты в целях поддержания и восстановления пластового давления и баланса пластовой энергии. При начальных этапах заводнения обеспечиваются высокие темпы добычи нефти и сравнительно высокая степень извлечения нефти из недр, т. к. разработка проходит при наиболее эффективном водонапорном режиме работы пласта (нефть, содержащаяся в порах или трещинах горных пород, замещается водой). Однако этот процесс требует геохимической совместимости воды, которая используется при заводнении. Лучше всего подходят попутные нефтяные воды уже извлеченные и из этих же продуктивных пластов.

В большинстве нефтяных районов имеются источники воды, пригодной после несложной обработки для закачки в пласт. Заводнение позволяет значительно уменьшать число нефтяных скважин и резко повышать их дебиты (суточную производительность), что существенно снижает затраты на каждую тонну добываемой нефти. Система заводнения обычно состоит из водозаборных сооружений, ёмкостей, очистных установок, насосных станций, водоразводящих сетей и нагнетательных скважин. Закачка воды в нефтяные пласты осуществляется через систему нагнетательных скважин, как правило, пробурённых для этой цели. В зависимости от местоположе-

<sup>1</sup> Казахстан. 050050 г. Алматы, ул. Тимирязева 42, корп. 15. ТОО «Ото-пром».

<sup>2</sup> Казахстан. 050010. г. Алматы, ул. Валиханова, 94. Институт гидрогеологии и геоэкологии им. У. М. Ахмедсафина.

ния нагнетательных скважин по отношению к залежи нефти и от взаимного расположения нагнетательных и эксплуатационных (добычных) скважин различают разновидности заводнения: законтурное, при котором все нагнетательные скважины располагаются в чисто водяных зонах пласта за пределами нефтяной залежи; внутриконтурное, при котором нагнетательные скважины располагаются на площади нефтяной залежи, и вода закачивается в нефтенасыщенную часть пласта; площадное, при котором расположенные по специальной сетке нефтяные и нагнетательные скважины чередуются друг с другом определенным образом.

На длительно разрабатываемых нефтяных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, структура остаточных запасов нефти за счет опережающей выработки активных запасов ухудшается. Эти факторы объективно способствуют падению добычи нефти. В этих условиях основным резервом нефтедобычи является трудно извлекаемые запасы, доля которых в остаточных запасах непрерывно растет.

Характерными особенностями методов разработки нефтяных месторождений заводнением является опережающее обводнение высокопроницаемых пропластков, вызванное проницаемостью неоднородностью нефтеводоносного коллектора, образование обширных промытых зон, целиков нефти и неполный охват коллектора. Пути преимущественного движения закачиваемой в пласт воды являются зоны с наименьшим фильтрационным сопротивлением: высокопроницаемые пропластки, системы трещин и др. Добывающие скважины со временем обводняются полностью, в то время как еще значительная часть запасов нефти остается не выработанной. Извлечение остаточных запасов нефти в системе разработки месторождений включает комплекс технологических мероприятий таких, как бурение дополнительных скважин, гидродинамические, физико-химические методы и др. Один из более надежных способов повышения нефтеотдачи пластов является перераспределение фильтрации воды в промытых зонах пласта с помощью различных химических реагентов. При их воздействии на нефтеносный пласт происходят физико-химические превращения в системе вода – нефть – пористая среда в сторону улучшения вытеснения нефти. Таким образом, физи-

ко-химические реакции становятся определяющими при оценке результатов физико-химического заводнения. Теория и методы расчетов основаны на законах физики и гидродинамики пласта, условиях тепло-массопереноса и широко представлены в работах по подземной гидродинамике [5,6,7 и др.].

В нашем случае основным направлением в решении этой проблемы было применение технологии полимердисперсных составов (ПДС) и полимергелевых составов (ПГС) в качестве активных добавок при заводнении. Суть данного метода изложена в работах [6,7] и впервые из стран СНГ он был реализован в России на ряде месторождений Западной Сибири [7].

Первые результаты внедрения новых технологий повышения нефтеотдачи пластов в Казахстане относятся к 1981-2002 годам (Каламкас, Карамандыбас, Узнь [8,9].

В 2005г аналогичные потокоотклоняющие технологии были использованы нами на месторождениях Терен-Озек, Северный Жолдыбай. Результаты технологических испытаний по обработке забоев скважин и их воздействие на реагирующие скважины даны в таблице 1.

На основе проведенного анализа проблем и факторов, осложняющих разработку рассматриваемых месторождений, было установлено, что данные условия благоприятны для внедрения технологии повышения нефтеотдачи пластов с применением ПДС и соответствуют критериям его эффективного применения.

В целом наблюдается положительный отклик нагнетательных скважин к проведенным работам, косвенно свидетельствующий об увеличении фильтрационного сопротивления высокопроницаемых промытых прослоев пласта и возможного подключения в разработку слабо дренируемых прослоев и зон, содержащих основные остаточные запасы эксплуатационных объектов. Так снижение удельной приемистости в обрабатываемых нагнетательных скважинах составило от 1,1 м<sup>3</sup>/сут (скв №11н) до 29,5 м<sup>3</sup>/сут (скв №203), а в среднем по всем обработкам удельная приемистость снизилась на 46 %.

Расчет технологической эффективности работ проводился с использованием характеристик вытеснения. В табл. 2 представлены результаты расчетов на 01.12.2005г. Суммарная дополнительная добыча нефти по проведенным

Таблица 1. Технологические показатели обработок скважин на опытных участках

№ п/п	№ скв нагнетат.	Место рождение	№№ реагирующих скважин	Объем закачки ПДС	Начальные показатели		Конечные показатели		Изменение удельной приемистости	
					Приемистость м³/сут	Давление атм	Приемистость м³/сут	Давление атм	м³/сут	%
1	11	Северный	1,21,43	200	240	30	240	35	-1,1	-14
2	5	Жолдыбай	64,29,33	300	300	22	295	30	-3,8	-28
3	12	Терен-Озек	44,46,48	300	288	45	240	30	-1,6	-25
4	198		25,67,89	400	300	8	160	20	-29,5	-78
5	192		282,280	400	302	15	288	25	-8,6	-24
6	203		526,111	400	288	10	144	30	-24	-83
7	416		404,427	400	288	25	280	35	-3,5	-30
8	136		137,170	300	240	35	200	42	-2,1	-30
9	220		219,129	400	340	18	170	25	-12,1	-64
10	278		241,265	400	280	10	209	20	-17,6	-62
Средние значения				350	287	22	223	31	-10,4	-40

Таблица 2. Технологическая эффективность проведенных обработок по технологии ПДС

№ скважины	Месторождение	Технология ПНП	Период проведения обработок	Накопленная дополнительная добыча нефти, тонн.
220	Терень-Узюк	ПДС	06.2005 г.	241
198	Терень-Узюк	ПДС	06.2005 г.	458
278	Терень-Узюк	ПДС	06.2005 г.	192
416	Терень-Узюк	ПДС	06.2005 г.	324
192	Терень-Узюк	ПДС	06.2005 г.	280
203	Терень-Узюк	ПДС	06.2005 г.	323
136	Терень-Узюк	ПДС	06.2005 г.	346
12н	Северный Жолдыбай	ПДС	06.2005 г.	1
11н	Северный Жолдыбай	ПДС	06.2005 г.	46
5н	Северный Жолдыбай	ПДС	06.2005 г.	-
<b>Итого:</b>				<b>2211</b>

обработкам, за первые 5 месяцев после воздействия составила 2211 тонн, в том числе по месторождению Терень-Узюк – 2164 тонны, по месторождению Северный Жолдыбай – 47 тонн.

В соответствии с заключенными контрактами в 2006г. надлежало выполнение работ по технологии ПГС на 10 скважинах.

Работы по технологии ПГС проводились также на месторождениях Восточный Молдабек (5скважино/операции) и Кисымбай (5 скважино/операции). Результаты экспериментов даны в таблицах 3 и 4.

Были обработаны скважины №№ 1225, 218, 460, 402, 2109 месторождения Восточный Молдабек и №№ 12, 17, 20, 28, 60 месторождения Кисымбай. Объемы закачки определились после тщательного детального отбора по технико-химико-геологическим факторам скважин. Кор-

реляция геологического разреза участка скважины № 1225 показала, что к реагирующим скважинам следует отнести добывающие скважины №№ 1224, 1234; по скважине 218- реагирующие скважины: №№ 225, 217 и т.д. Закачка ПГС в наблюдательные скважины производилась в объемах до 150 м³. При таких объемах закачки происходит глубокое проникновение композиции в пласт и существенное перераспределение фильтрационных потоков. При этом эффект проявляется не сразу, а спустя некоторое время. Результаты ПГС см.в табл.3, 4.

Как видно из таблицы № 3,4 дополнительная добыча за восемь месяцев составила 3255 тонн нефти.

Зачтенный эффект по месторождениям полученный по реагирующим скважинам составил 5466 тонн нефти. Суммарный эффект дополни-

Таблица 3. Результаты проведения ПГС на месторождении Восточный Молдабек

№ нагн. скв.	Инт-вал перфции	№ реаг. скв.	Дата ГТМ	Суммарный режим работы реагир. скв. до ГТМ (3 мес)			Суммарный режим работы реагир. скв. после ГТМ			Доп. добыча нефти на 01.12.06 г. в т.
				Qн, т/сут	Qв, т/сут	%обв	Qн, т/сут	Qв, т/сут	%обв	
1225	265-271	1224, 1234	07.03.06	1	0,4	29	2,43	0,43	23	377
218	417-424	225, 217	05.03.06	3	0,9	23	4,69	1,49	24	207
460	502-517	439, 418	03.03.06	12,5	16	56	19,26	18,89	47	1956
402	522-532	400, 406	11.03.06	-	-	-	-	-	-	-
2109	407-411	215, 2101	10.03.06	-	-	-	-	-	-	-
<b>Итого:</b>										<b>2163 т.</b>

Таблица 4. Результаты проведения ПГС на месторождении Кисымбай

№ нагн. скв.	Инт-вал перф-ции	№ реаг. скв.	Дата ГТМ	Суммарный режим работы реагир. скв. до ГТМ (3 мес)			Суммарный режим работы реагир. скв. после ГТМ			Доп. добыча нефти на 01.12.06 г. в т.
				Qн, т/сут	Qв, т/сут	%обв	Qн, т/сут	Qв, т/сут	%обв	
12	1578-1589	13, 46	25.05.06	7,8	29,8	79	9,64	59,5	86	255
17	1574-1585,	18а, 34	30.04.06	23,6	25,3	52	24,44	51,73	68	173
20	1588-1596	19	01.05.06	4,7	20,2	81	5,7	25,2	82	266
28	1575-1583	30, 32	26.05.06	2,4	28,5	92	3,16	46,16	94	220
60	1573.5-1578	16а	25.05.06	1,5	19,1	93	2,23	24	91	178
<b>Итого:</b>										<b>1092 т.</b>

тельной добычи на конец 2007г. достиг 12000 тонн нефти.

В 2005г. на месторождении Жанажол, расположенном в восточной части Прикаспийской впадины, продуктивные пласты которого представлены карбонатными коллекторами, также впервые была применена потокоотклоняющая технология сшитых полимерных систем (СПС). Здесь был применен полиакриламид (ПАА ДП 9-8177) и сшиватель (ацетат хрома), а также вода (пресная). Для проведения потокоотклоняющих работ была выбрана нагнетательная скважина № 417, работающая на верхнюю продуктивную толщу КТ-I с глубиной залегания до 3000м. Объем закачки определился после тщательного детального изучения гидрогеологического состояния скважины, и составлял 250 м<sup>3</sup>. Корреляция геологического разреза участка скважины № 417 показала, что к реагирующим следует отнести добывающие скважины №№ 423, 706, 418, 130 (табл.5).

Так как процесс перераспределения фильтрационных потоков по площади и разрезу обрабатываемого участка залежи с подключением в разработку трудноизвлекаемых запасов из зон с пониженной проницаемостью занимает длительное время, эффект по реагирующим добываю-

щим скважинам проявился в полной мере через два месяца после обработки и составил на конец года 2433 тонны нефти.

В 2006г. для закрепления успеха технологических испытаний СПС опыты были продолжены в нагнетательных скважинах №№ 195, 2460, 2450; две последние скважины относятся к нижней продуктивной толще КТ-II с глубиной залегания до 3900м. В качестве изоляционного материала использовались вышеуказанные композиции сшитых полимерных систем. Закачка производилась в объемах до 400 м<sup>3</sup>. Интерпретация и корреляция геологического разреза участков скважин № 195, 2460, 2450 дала возможность выявить реагирующие скважины (см.табл.6).

Анализ профиля притока и характеристика нефтенасыщенности пластов скв. № 195 предопределил селективный характер проведения работ СПС. Сами работы выполнены в строгом соответствии с технологическим планом. Поэтому после запуска скважины в работу был получен хороший результат, как по снижению обводненности, так и по дополнительной добыче.

Как видно из таблицы № 6 дополнительная добыча за полугодие составила более 9000 тонн нефти.

Таблица 5. Результаты СПС по реагирующим скважинам месторождения Жанажол

№ обра- ботанной скважины	№№ реак-х скважин	Дата обра- ботки	Режим до обработки			Режим после обработки			Доп. добыча нефти на 01.01.06г. в тоннах
			Qж т/сут	Qн т/сут	% обв	Qж т/сут	Qн т/сут	% обв	
417	423	04.06.05г.	116	89	23	117	95	19	766
	706		98	68	30	96	69	28	141
	418		115	54	53	131	54	60	-
	130		84	35	58	122	46	62	1526
Итого:								2433	

Таблица 6. Результаты проведения СПС по реагирующим скважинам месторождения Жанажол

№ обра- ботанной скважины	№№ реак-х скважин	Дата обра- ботки	Режим до обработки			Режим после обработки			Доп. добыча нефти на 01.01.07г. в тоннах
			Qж т/сут	Qн т/сут	% обв	Qж т/сут	Qн т/сут	% обв	
195	476	14.06.06г	58,66	8,61	85,3	60,67	20,85	65,63	2317,47
	467		46	45,60	0,9	63,75	63,66	0,15	3648,64
	474		75,33	54,69	27,4	67,56	59,11	12,50	900,75
2460	2459	25.05.06г	56,5	44,35	22,2	56,71	46,69	17,68	632,23
	3475		21	3,51	83,0	10,39	4,39	21,98	249,6
	2462		2,5	0,23	91,0	11,00	1,10	90,05	150,2
2450	2447	28.07.06г	28	3,05	89,1	21,50	4,83	77,56	164,96
	3470		12,33	8,00	19,5	42,47	12,54	70,48	400,62
	2451		41,33	23,90	19,3	54,67	34,28	37,30	721,74
Итого:								9186,21 тонн	

Таблица 7. Результаты проведения СПС по реагирующим скважинам месторождения Жанажол

№ обра- ботанной скважины	№№ реак-х скважин	Дата обра- ботки	Режим до обработки за два месяца (усредненный)			Режим после обработки за сентябрь			Доб. добыча на 01.01.08г. в тоннах
			Qж м³/сут	Qн т/сут	% обв	Qж м³/сут	Qн т/сут	% обв.	
3463	3469	07.2007г.	86,5	51,3	40,5	80	61,6	23	709
	2441		78,1	67,2	13,8	76,8	74,5	3	519
	3462		50,2	44,1	12,1	51,5	51	1	507
3455	2434	07.2007г.	65	31	54	70	54	30,1	1590
	2251		51,5	30	42	48,4	33,8	30,1	241
2024	2017	08.2007г.	70	61,3	12	70	66	5,7	473
	2025		74,5	70	6,5	75	71	5,4	112
	4013		41	36,5	11	52	49	5,8	1237
	4014		48	27,5	42,5	50	40	20	1308
	4015		105	83	21	109	99	9,2	1462
2566	623	09.2007г	7	7	2	9	9	0	189
	2559		184,5	89,1	53	207	128	38	1604
	2801		123,1	69,9	42,9	130	79	39	785
	3443		30,4	15,4	50	27	17	37	124
	2574		111,2	105,8	4,9	120	112	6.6	458
Итого:								11318	

В соответствии с заключенным контрактом в 2007г. Работы на Жанажол по технологии СПС были продолжены еще на 4 нагнетательных скважинах. В качестве изоляционного материала использовалась та же композиция сшитых полимерных систем. Закачка производилась в объемах до 400 м<sup>3</sup>. (см. табл. 7).

Как видно из таблицы № 7 дополнительная добыча на начало 2008г. составила более 11000 тонн нефти.

Анализ работы скважин до и после проведения СПС позволил сделать следующие выводы:

а) для успешного выполнения работ по технологии СПС необходимо иметь достоверную и качественную информацию о характере поступления воды в скважину и остаточной нефтенасыщенности пласта.

б) скважины с обводненностью 10% и более могут быть использованы для проведения работ по технологии СПС.

в) для получения достоверных данных по всем реагирующим добывающим скважинам необходимо выждать определенное время в течение которого установится гидродинамические условия выбранного участка.

г) исходя из накопленного нами опыта по восьми нагнетательным скважинам эффективность обработок составила 100%, дополнительная добыча нефти на всех реагирующих скважинах после проведения СПС составит около 23000 тонн.

Указанные выше месторождения, кроме месторождения Жанажол, находятся в стадии завершения эксплуатации и положительные результаты говорят об эффективности предложенного метода повышения нефтеотдачи. В то же время аналогичные испытания на Жанажол по просьбе разрабатывающей компании аналогичные методы были опробованы для условий, когда отработка месторождения еще не достигла своего завершения. Результаты оказались достаточно хорошими.

Таким образом, применение физико-химического заводнения продуктивных пластов на ста-

дии падения объемов нефтеизвлечения из промышленных скважин позволил увеличить нефтеотдачу от 5-6 до 9-10 раз. Из приведенных выше таблиц видно, что процесс обводненности продукции и снижение дебита нефти имел необратимый характер на вышеперечисленных скважинах, но после наших работ на шестнадцати нагнетательных скважинах влияющей на эти куски добывающих скважин, этот негативный процесс был устранен, Эффективность обработок составила 80 %. По этим скважинам было достигнуто увеличение добычи нефти, снижение и стабилизация обводненности продуктивных нефтеносных пластов.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Карцев А.А., Никаноров А.А. Нефтегазопромысловая гидрогеология. М. 1983. 199с.
2. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 312с.
3. Баренблатт Г.И., Ентов В.М., Рыжик В.М. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М.: Недра, 1984. 211с.
4. Справочник по добыче нефти, под ред. И.М. Муравьева, т.1, М. 1958. 291с.
5. Крылов А.П. Проектирование разработки нефтяных месторождений. М.: 1962, 167с.
6. Забродин П.И., Раковский Н.Л., Розенберг Н.Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. М.: Недра, 1968. 224с.
7. Von Rosenberg D.I. Fluid displacement from porous mediamechanics of stedy-state singlphase // American Institute of Chemical. Engineering Jornal, 1956. No 3.
8. Slobod R.L., Lests G. Use of graded viscosity zone to reduce fingering in miscible phase displacement // Producers Monthly, v.24, 1960. No 10.
9. Манырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении. Самара, 2002. 392 с.
10. Рахмангулов К.Х., Энгельс А.А. Первые результаты внедрения новых технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях Казахстана / Сб. Тр. I Межд. н.-п. конф. «Состояние и перспект. исполз. новых методов увел. нефтеотд. в Каз-не», Алматы, 2002. 210 с (С.167-173).
11. Энгельс А.А., Румянцева Е.А., Смирнов С.Ф. Перспективы методов повышения нефтеотдачи пластов на Узеньском месторождении / Тр. н.-п. конф., «Состояние разработки и перспект. Развития нефтегаз. Месторожд. Узень и прилег. Террит.», Алматы. 2006. 104с (С.8 -13).