

УДК 622.276.4; 622.279.4

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ "ЖЕТЫБАЙ"

Г.Д.Тулешева
(АО "КазНИПИМунайгаз")

Многие месторождения характеризуются высокой степенью истощенности запасов и обводненностью добываемой продукции. Продукцией большинства месторождений Западного Казахстана (более 30) являются высокопарафинистые и вязкие нефти. К их числу относятся "Узень", "Жетыбай", "Карамандыбас", нефти которых предельно насыщены растворенным в них парафином (до 26%), смолами и асфальтенами (до 20%) и содержат коррозионноактивные газы (H_2S , CO_2). В связи с этим в данной работе приведен анализ эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти на месторождении "Жетыбай". На месторождении "Жетыбай" проводятся следующие мероприятия по интенсификации добычи нефти: Проведен анализ промыслового материала и определены объемы работ по видам применяемых технологий. Эффективность применяемых технологий по интенсификации добычи нефти определялась в нескольких направлениях: по увеличению дебитов нефти, по увеличению удельного коэффициента продуктивности и по вовлеченным запасам. По нагнетательным скважинам эффективность оценивалась по приросту дебита нефти в окружающих добывающих скважинах. В результате показаны выводы-мероприятия по увеличению производительности скважин путем воздействия на пласт и призабойную зону скважин.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), соляно-кислотная обработка (СКО), многокомпонентный кислотный состав (МКС), кислотный поверхностноактивный состав (КПАС), электровоздействие (ЭВ), виброволновое воздействие с применением комплексного оборудования реанимации скважин (КОРС), перераспределение фильтрационных потоков (ПФП).

Адрес связи: Tulesheva_G@kaznipi.kz

DOI: 10.5510/OGP20120200112

Введение

Основными задачами нефтегазодобывающей промышленности Казахстана, на современном этапе ее развития, являются повышение эффективности разработки месторождений и достижение стабильности уровня добычи нефти, газа и конденсата. Успешность их решения во многом определяется эксплуатационной надежностью технологического оборудования. Поэтому исключительно важное значение, наряду с поиском новых путей ускорения разведки и введения в разработку новых месторождений, имеют работы, направленные на выявление и исследование факторов, осложняющих процесс разработки месторождений, изучение их влияния на работоспособность нефтепромыслового оборудования и создание перспективных технологий, технических средств и реагентов для его защиты.

Основной прирост извлекаемых запасов и добычи углеводородов следует ожидать за счет новых месторождений Казахстанского сектора Каспийского моря. Однако при этом одной из главных задач нефтедобывающей промышленности Казахстана на современном этапе ее развития остается интенсификация добычи углеводородов на освоенных и обустроенных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки и содержащих значительные остаточные запасы нефти. Основные месторождения нефти Казахстана приходятся на Западный Казахстан [1].

Многие месторождения характеризуются высо-

кой степенью истощенности запасов и обводненностью добываемой продукции. В среднем по месторождениям обводненность продукции достигает 87%. В последние годы для снижения степени обводненности применяется ряд прогрессивных методов повышения нефтеотдачи пластов – полимерное воздействие, термоимпульсное, акустическое, электровоздействие и др.

Продукцией большинства месторождений Западного Казахстана (более 30) являются высокопарафинистые и вязкие нефти. К их числу относятся "Узень", "Жетыбай", "Карамандыбас", нефти которых предельно насыщены растворенным в них парафином (до 26%), смолами и асфальтенами (до 20%) и содержат коррозионноактивные газы (H_2S , CO_2). Эксплуатация таких месторождений изначально затруднена крайне сложными геолого-физическими условиями: большим количеством (до 20) неоднородных по площади и разрезу многопластовых (до 10-12) горизонтов, близостью начального пластового давления к давлению насыщения нефти газом и пластовой температуры, - к температуре начала кристаллизации парафина на месторождении "Узень".

На поздней стадии разработки в результате несовершенства методов поддержания пластового давления и температуры, а также низкой эффективности применяемых технологий и реагентов проблемы существенно обостряются:

- не обеспечивается необходимая полнота охвата пластов заводнением;
- осложняется извлечение остаточных извлекае-

мых запасов из-за снижения проницаемости коллекторов и ухудшения свойств нефти;

- снижается эксплуатационная надежность нефтепромыслового оборудования в результате негативного воздействия коррозии и интенсивного осаждения на его поверхности солепарафиновых отложений.

В этих условиях применение общепринятых технологий воздействия на продуктивный пласт и использование традиционных методов нефтедобычи может привести к необратимым процессам ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллектора в пласте и призабойной зоне и, как следствие, к снижению показателей разработки. Поэтому возникает необходимость поиска принципиально новых технических решений для интенсификации нефтедобычи на поздней стадии эксплуатации месторождений со сложными геолого-физическими условиями и аномальными свойствами нефтей [2]. В связи с этим в данной работе приведен анализ эффективности мероприятий по интенсификации добычи нефти на месторождении "Жетыбай".

На месторождении "Жетыбай" проводятся следующие мероприятия по интенсификации добычи нефти:

- гидравлический разрыв пласта (ГРП);
- соляно-кислотная обработка (СКО);
- многокомпонентный кислотный состав (МКС);
- кислотный поверхностноактивный состав (КПАС);
- электровоздействие (ЭВ);
- виброволновое воздействие с применением комплексного оборудования реанимации скважин (КОРС);
- перераспределение фильтрационных потоков (ПФП).

Проведен анализ промыслового материала и определены объемы работ по видам применяемых технологий за 2010 год (рис.1).

Объем работ по видам применяемых техноло-

гий составил 130 скважино-операций, в том числе: ГРП – 54 скважино-операций (41% от общего объема работ), СКО – 37 скважино-операций (28%), ЭВ - 6 скважино-операций (5%), КОРС - 7 скважино-операций (5%), МКС - 4 скважино-операции (4%), КПАС - 3 скважино-операции (2%) и ПФП - 19 скважино-операций (15%).

1. Гидравлический разрыв пласта

В целях вовлечения в активную разработку невыработанных запасов нефти в 2010 году работы по ГРП проведены в 54 скважинах, в том числе: 44 – добывающих скважин; при выводе из бурения – 8 скважин; из бездействия с прошлых лет - 2 скважины.

В качестве критериев эффективности ГРП приводятся следующие показатели: средний прирост дебита нефти по одной скважине, суммарная дополнительная добыча нефти по всем скважинам за определенный период, успешность проведения работ, использование характеристик вытеснения для определения вовлеченных в разработку запасов нефти до и после проведения ГРП, расчетный коэффициент продуктивности, результаты исследований ГИС.

Определение эффективности ГРП по добывающим скважинам, т.е. добыча нефти за счет применения технологии, производилось путем сравнения с показателями базового варианта. Базовый вариант - это вариант разработки, который был реализован, если бы на нем не применялся ГРП. Эффект от ГРП определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту. Результаты проведенного анализа по скважинам с положительным эффектом представлены в таблице 1.

Как следует из данных, представленных в таблице, максимальный объем работ ГРП приходится на 8 и 10 горизонты – 9 и 12 скважино-операций соответственно. На скважинах 8 горизонта дополнительная добыча нефти составила в среднем 11.3 т/сут, нако-

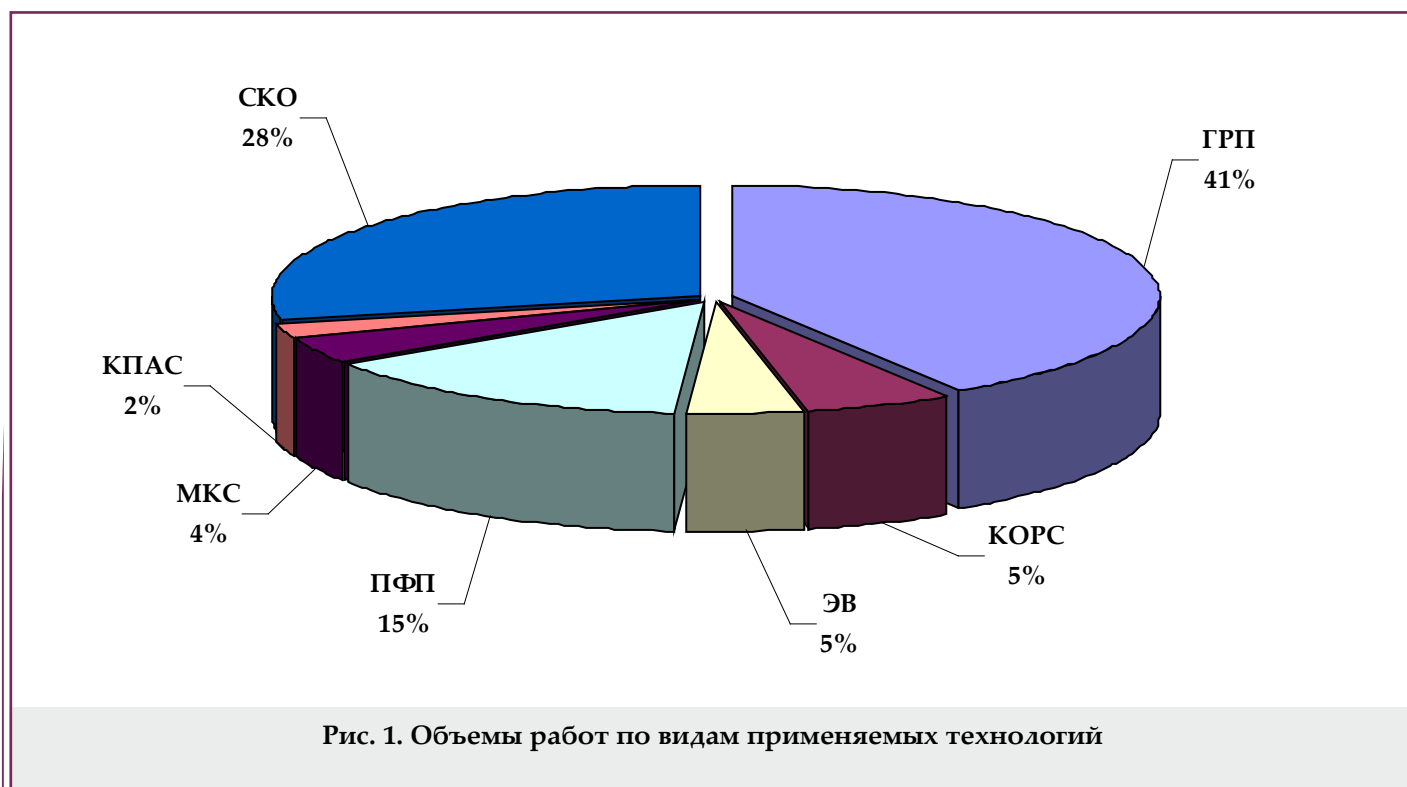


Рис. 1. Объемы работ по видам применяемых технологий

Таблица 1

**Результаты технологической эффективности ГРП
в добывающих скважинах за 2010 г**

№ ГРП	№ скв.	Горизонт	Q _ж , т/сут		%, воды		Q _н , т/сут		Дополнит. добыча нефти, т/сут	Накопленная доплнит. добыча, т
			до	после	до	после	до	после		
1	1191	3	10	13.5	20	12	8	11.9	3.9	10
2	2531	3	12	32	35	17	8	26.3	18.3	4920
3	2045	5 аб	10.6	31,9	15	55	9	13.5	4.5	2180
4	1987	5 аб	4.8	36.5	27	31	3,5	25.2	21.7	9960
5	2057	5 аб	10	30	10	41	9	17.6	8.6	2590
6	2096	5 б	7.1	43	15	49	6	22.2	16.2	8340
7	2041	5 б	5	16.2	60	61	2	6.1	4.1	1030
8	2216	5в+6а	2.2	9.5	10	12	2	8.4	6.4	40
9	2246	5в+6а	6.7	27.4	40	65	4	9.6	5.6	30
10	1172	5в+6аб	8.3	18.6	40	59	5	7.7	2.7	1040
11	1194	8	8.2	25.8	15	15	7	22.1	15.1	5890
12	1372	8	8.8	15.6	20	19	7	12.7	5.7	1850
13	2602	8	8.9	36.7	10	23	8	28.4	20.4	6470
14	23	8	3	23	30	35	2	13.9	11.9	4950
15	2969	8	24	20.1	88	25	0.3	14.8	14.5	3200
16	1364	8	10.6	37	15	31	9	26.8	17.8	3790
17	2707	8	10	37.4	50	45	5	20.4	15.4	3140
18	508	8	6.3	16.6	20	46	5	8.9	3.9	690
19	1311	8	1.5	22	23	92	1.2	1.8	0.6	28
20	1484	9	2.5	17.4	8	15	2.3	14.7	12.4	2190
21	498	9	2.5	5.9	52	29	1.2	4.2	3.0	90
2	2864	10	6.3	20.4	20	61	5	8	3	380
23	826	10	20.5	29	12	19	18	23.3	5.3	1710
24	2872	10	9.4	20	15	29	8	14.2	6.2	130
25	2798	10	4.4	9.9	10	35	4	6.5	2.5	60
26	2895	10	4.4	27.6	10	74	4	7.2	3.2	170
27	2995	10	4.7	8,1	15	23	4	6.2	2.2	480
28	3003	10	4.7	29.1	15	18	4	23.8	19.8	3640
29	2822	10	5.7	13.4	13	16	5	11.1	6.1	1010
30	2873	10	12	24	25	29	9	16.9	7.9	1650
31	950	10	5	18	20	66	4	6.1	2.1	360
32	288	10	1.1	11.9	10	26	1	8.8	7.8	1370
33	2808	10	10	21.7	55	65	4.5	7.7	3.2	370
34	327	11	1.3	22.4	20	21	1	17.7	16.7	3220
35	781	11	3.8	8	20	38	3	4.7	1.7	290
36	3140	12	8.8	37.3	20	49	7	16.2	9.2	890
37	314	12	9.8	43.2	18	37	8	27.9	19.9	2760
38	1402	12	5	27	18	34	4	18.3	14.2	2530
Итого			7.7	23.9	23	36	5.4	14.9	9.4	83478

Таблица 2

Результаты проведения ГРП

№ пп	№ скв	Горизонт	Дата обработки	$Q_{н}$ т/сут		Коэффициент продуктивности, м ³ /сут·МПа	
				до	после	до	после
1	1987	5 аб	13/03/2010	3.5	25.2	1.04	13.33
2	1172	5в+6аб	08/05/2010	5	7.7	1.67	2.78
3	2864	10	07/04/2010	5	8	0.50	3.54
4	826	10	30/05/2010	18	23.3	4.13	16.00
5	314	12	14/06/0010	8	27.9	2.75	5.09
Итого				7.9	17.6	2.02	8.15

пленная дополнительная добыча нефти составила в среднем 24118 тонн, на скважинах 10 горизонта - дополнительная добыча нефти составила в среднем 6.1 т/сут, накопленная дополнительная добыча нефти составила в среднем 9240 тонн.

Для примера, на рисунке 2 представлены технологические параметры изменения работы скважины 1364 до и после проведения ГРП.

Как показывают представленные данные, после проведения ГРП дебит нефти резко увеличился с 7.3 до 53.4 т/сут, обводненность осталась на прежнем уровне и составила 18%. В дальнейшей работе скважины наблюдается увеличение обводненности и снижение добычи нефти. По состоянию на 01/01/11 г. дебит нефти составляет 39.9 т/сут, обводненность – 24%.

Эффективность проведения ГРП подтверждается расчетом коэффициента продуктивности по сква-

жинам. Для примера в таблице 2 представлен расчет коэффициента продуктивности по группе скважин различных горизонтов.

Как следует из данных, представленных в таблице, в результате проведения ГРП по группе анализируемых скважин коэффициент продуктивности скважин увеличился в среднем в 4 раза.

В качестве дополнительного метода определения эффективности проведения ГРП с использованием характеристик накопления по группе скважин проведены расчеты по определению вовлеченных в разработку запасов нефти до и после проведения ГРП. Результаты анализа представлены в таблице 3.

Как следует из представленных данных, прогнозная накопленная добыча по анализируемым скважинам без проведения ГРП составила бы 365.2 тыс.т, вовлеченные запасы нефти – 468.2 тыс.т. Таким образом, объем

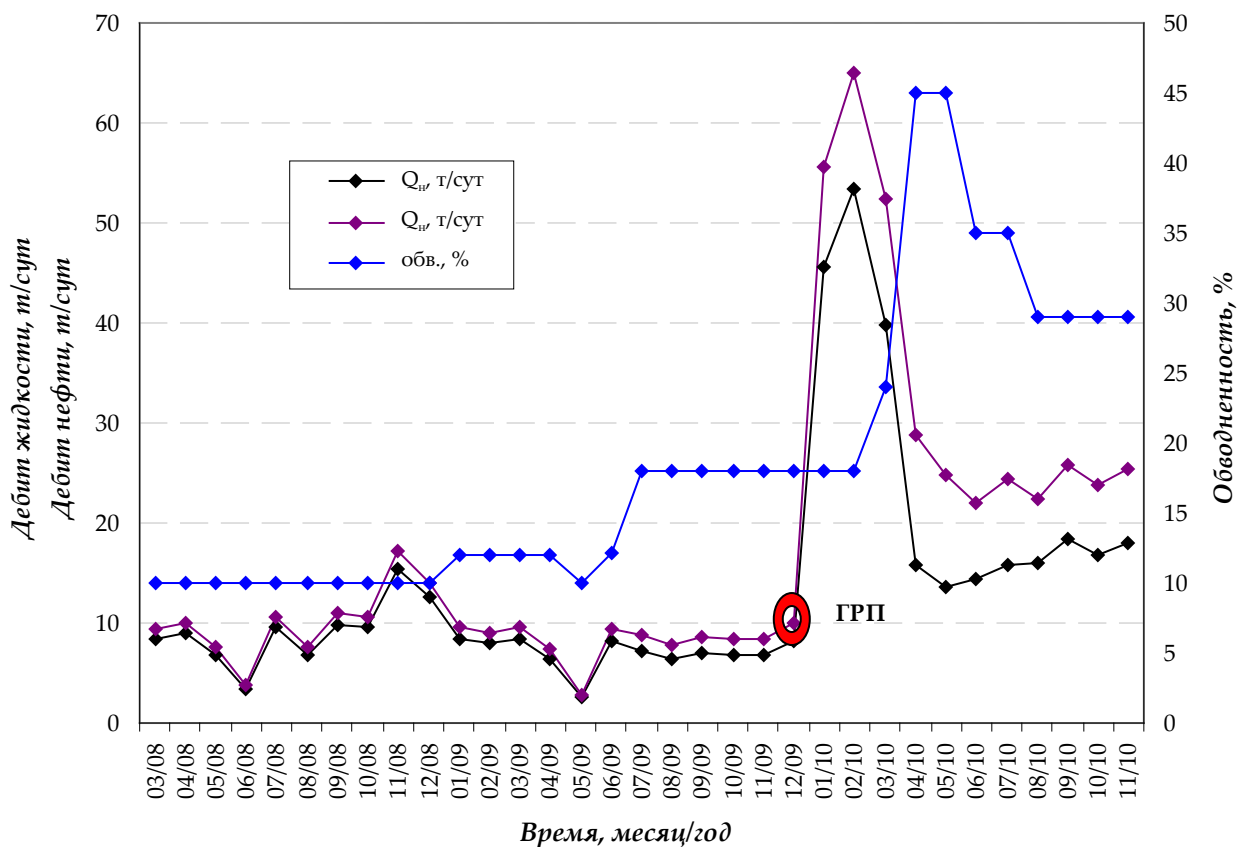


Рис. 2. Объемы работ по видам применяемых технологий

Таблица 3

Результаты технологической эффективности ГРП в добывающих скважинах

№ п/п	№ скв	Горизонт	Дата обработки	Q _{нр} , т/сут		Вовлеченные запасы, тыс.т		Увеличение запасов, тыс.т
				до ГРП	после ГРП	до ГРП	после ГРП	
1	2045	5аб	20/02/2010	9.0	13.5	37.5	40.2	2.7
2	1987	5аб	13/03/2010	3.6	25.2	37.5	52.5	15.0
3	2057	5аб	13/07/2010	9.0	17.6	30.0	31.5	1.5
4	2096	5аб	31/01/2010	6.0	22.2	42.5	60.0	17.5
5	2041	5б	05/03/2010	2.0	6.1	23.0	24.5	1.5
6	1194	8	17/05/2010	7.0	22.1	33.8	47.5	13.7
7	1372	8	22/07/2010	7.0	12.7	20.0	26.5	6.5
8	23	8	02/09/2010	2.0	13.9	12.5	20.0	7.5
9	1364	8	19/11/2010	9.0	26.8	30.0	32.5	2.5
10	2707	8	23/11/2010	5.0	20.4	57.5	65.0	7.5
11	1484	9	08/12/2010	2.3	14.7	1.6	5.0	3.4
12	2798	10	25/10/2010	4.0	6.5	14.0	16.0	2.0
13	2895	10	28/10/2010	4.0	7.2	11.0	12.0	1.0
14	3003	10	16/12/2010	4.0	23.8	9.0	23.0	14.0
15	2873	10	14/11/2010	9.0	16.9	5.3	12.0	6.7
Итого:						365.2	468.2	103

вовлеченных запасов за счет проведения ГРП по группе анализируемых скважин составил 103 тыс.т.

Для примера, на рисунках 3 – 5 представлено изменение вовлеченных запасов нефти по скважинам 1194, 1372 и 1987 до и после проведения ГРП.

Как следует из рисунка 3, прогнозная накопленная добыча без проведения ГРП в скважине 1987 составила бы 20 тыс.т, вовлеченные запасы нефти – 26.5 тыс.т. Таким образом, объем вовлеченных запасов за счет проведения ГРП составил 6.5 тыс.т.

Как следует из рисунка 4, прогнозная накопленная добыча без проведения ГРП в скважине 1194 составила бы 33.8 тыс.т, вовлеченные запасы нефти – 47.5 тыс.т. Таким образом, объем вовлеченных запасов за счет проведения ГРП составил 13.7 тыс.т.

Как следует из рисунка 5, прогнозная накопленная добыча без проведения ГРП в скважине 1372 составила бы 37.5 тыс.т, вовлеченные запасы нефти – 52.5 тыс.т. Объем вовлеченных запасов за счет проведения ГРП составил 15 тыс.т нефти.

Таким образом, проведенный анализ результатов проведения ГРП в добывающих скважинах за период 2010 года показал высокую технологическую эффективность: дополнительная добыча нефти на скважину составила в среднем 9.4 т/сут, накопленная добыча нефти за счет проведения работ – 83.47 тыс. т. нефти. Параметры работы скважин представлены в таблице 4.

В 2010 году работы по ГРП проведены в 8 скважинах при выводе их из бурения. Кроме того, ГРП проведен на двух скважинах при выводе их из бездействия с прошлых лет.

Для определения оценки эффективности проведения ГРП были проанализированы скважины с момента внедрения данной технологии на месторождении. С 1999 г. по 01/01/2011 г. на месторожде-

нии "Жетыбай" проведены 598 операций, из них в 515 добывающих и 83 нагнетательных, в том числе 61 повторный ГРП (табл.5).

Наибольшее количество скважин с ГРП приходится на Ю-11, Ю-9, Ю-8 и Ю-12 горизонты, где обработаны более половины эксплуатационного фонда. В целом по месторождению охват скважин ГРП составил 50% от эксплуатационного фонда. Из 598 скважин в 439 наблюдается положительный эффект после проведения ГРП, успешность от данного мероприятия составляет 73% и является достаточно высоким показателем. Отсутствие эффекта от ГРП связано с различными причинами, такими как прорыв газа или воды из ниже или вышележащих пластов. Вертикальная трещина при проведении ГРП развивается по высоте, обычно за счет роста вверх. В направлении развития трещины может находиться водо- или газонефтяной контакт. Наряду с первичной обработкой пласта на месторождении производятся и повторные ГРП. На момент анализа проведена 61 операция по проведению повторного ГРП, в том числе в 52 добывающих и 9 нагнетательных скважинах. В результате применения ГРП по большинству скважин достигнута высокая технологическая эффективность (74%). Дополнительно вовлеченные запасы после проведения ГРП на одну скважину составили 16.7 т и 6200 т в целом по всем скважинам.

Из всего объема проведенных ГРП в 36% операций получена низкая технологическая эффективность. Основные причины низкой эффективности: несоответствие скважин критериям подбора под технологию (малая толщина пласта, низкая нефтенасыщенность, пониженное пластовое давление, низкая активность системы ППД); неоптимальное проектирование технологии и работа скважинного оборудования.

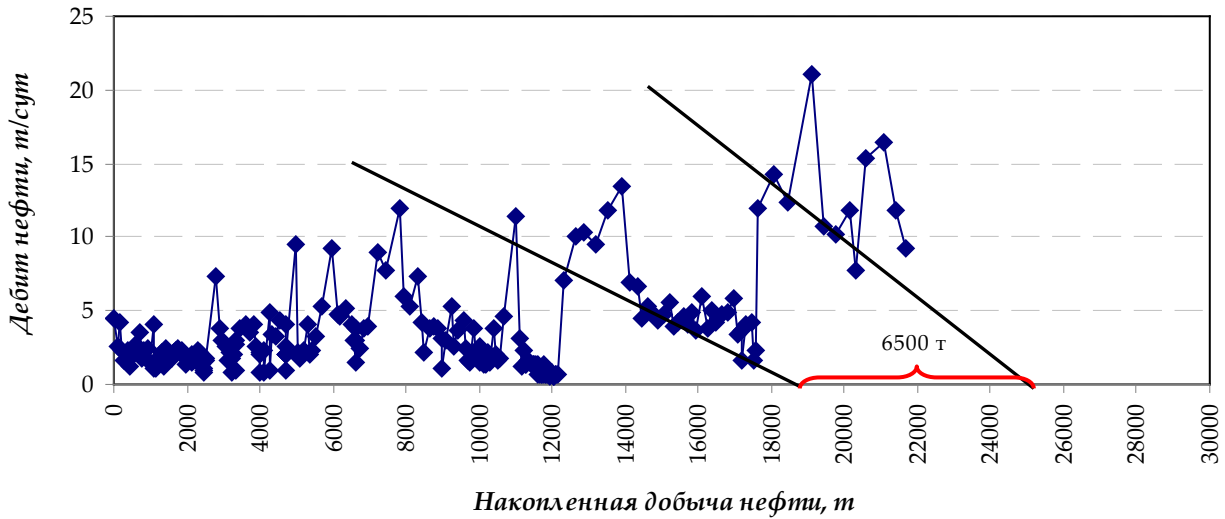


Рис. 3. Изменение вовлеченных запасов нефти до и после проведения ГРП в скважине 1372

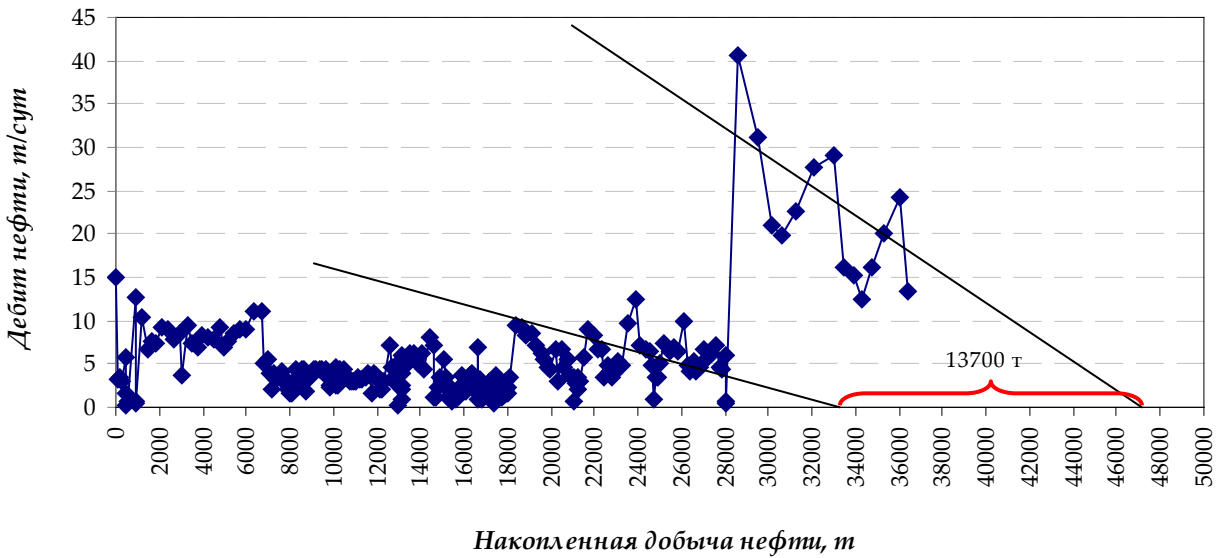


Рис. 4. Изменение вовлеченных запасов нефти до и после проведения ГРП в скважине 1194

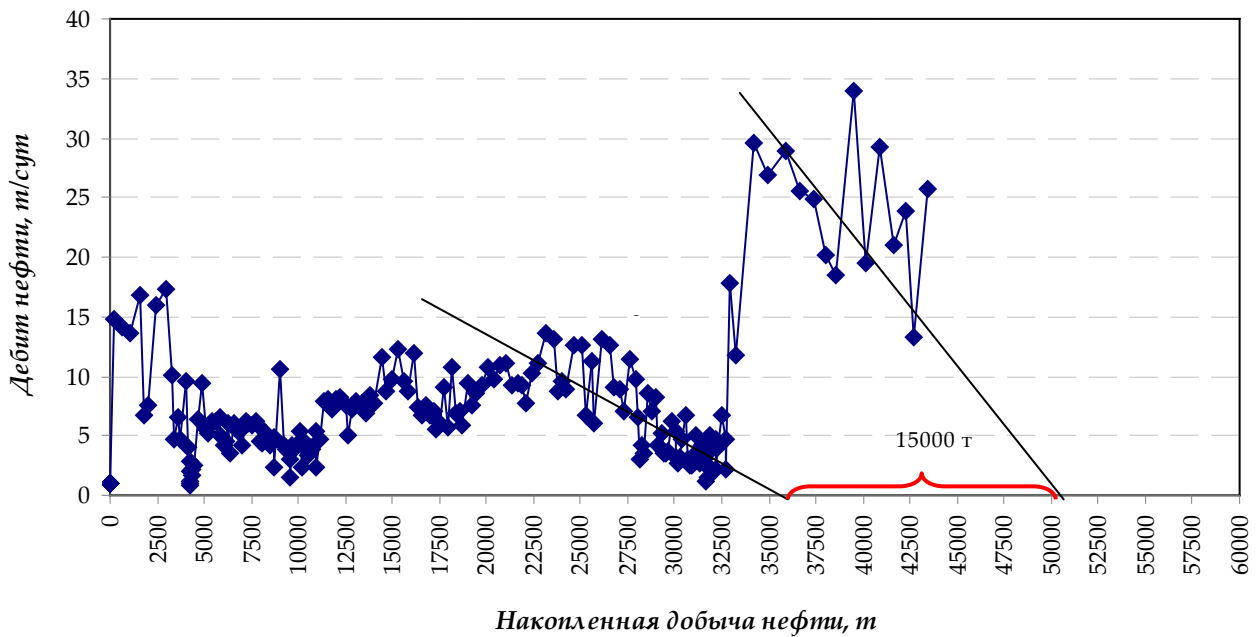


Рис. 5. Изменение вовлеченных запасов нефти до и после проведения ГРП в скважине 1987

Таблица 4

Результаты технологической эффективности ГРП за период 2010 года

№ п/п	№ скв.	Горизонт	Дата ГРП	Q _ж , т/сут		%, воды		Q _н , т/сут		Дополн. добыча нефти, т/сут	Накопл. дополн. добыча нефти, т	Увелич. дебита нефти, %
				до	после	до	после	до	после			
<i>Добывающие скважины, выведенные из бездействия</i>												
1	1229	03	17/11/10	б/д	3.3	б/д	17	б/д	2.8	2.8	70	100
2	1258	08	01/06/10	б/д	43	б/д	16	б/д	35.70	35.7	7000	100
Итого					23.2		17		19.3	19.3	7070	100
<i>Новые скважины, выведенные из бурения</i>												
1	1516	03	18/10/10	15.5	56.0	27	43	11.3	31.1	19.8	1390	64
2	2209	07	19/07/10	2.9	17.6	25	7	2.1	16.3	14.2	2300	87
3	1009	08	18/06/10	6.3	48.0	29	14	4.7	41.1	36.4	6880	89
4	1400	08	04/11/10	6.20	43.0	12	12	5.4	38.2	32.7	1500	86
5	1407	08	05/06/10	0	28.0	0	13	0	22.99	23.0	4020	100
6	1032	08	02/07/10	0	18.8	0	20	0	15.3	15.3	2590	100
7	1386	08	06/08/10	0	15.8	0	24	0	10.9	10.9	1480	100
8	1346	08	15/09/10	0	16.6	0	43	0	7.3	7.3	670	100
Итого				7.7	30.5	23	22	5.9	22.9	19.9	20830	91

В результате статистического анализа установлены зависимости кратности увеличения дебита нефти и накопленной нефти от четырех геолого-физических параметров (накопленной добычи нефти и обводненности от $K_{нв}$, накопленной добычи нефти от $K_{та}$, кратность увеличения дебита нефти от проницаемости, кратность увеличения дебита нефти от снижения пластового давления).

ГРП является сегодня одним из наиболее эффективных методов интенсификации скважин, вскрывающих не только низкопроницаемые пласты, но и коллекторы средней и высокой проницаемости. Наибольший эффект от проведения ГРП может быть достигнут при внедрении комплексного подхода к проектированию гидроразрыва как элемента системы разработки с учетом разнообразных фак-

торов, таких как проницаемость пласта, система расстановки скважин, энергетический потенциал пласта, характеристики жидкости разрыва [3].

Осложнения в процессе ГРП возможны, прежде всего, за счет прорыва по трещинам газа или воды. Поэтому при анализе геолого-физических свойств необходимо учесть удаленность скважины от газо- или водонефтяного контакта. Толщина естественных барьеров, отделяющих продуктивный коллектор от вышележащих или нижележащих газо- или водонасыщенных пластов должна быть не менее 3-5 м. При выявлении скважин-кандидатов для проведения обработки, в добывающих скважинах, дающих продукцию с высоким содержанием воды или газа, проводить ГРП нежелательно. При подборе необходимо учитывать состояние сцепления цементного камня с колонной и с породами.

Таблица 5

Распределение ГРП по горизонтам

Тип скважин	ед. изм.	Горизонты										Итого
		Ю-3	Ю-5аб	Ю-5вб	Ю-7	Ю-8	Ю-9	Ю-9+10	Ю-10	Ю-11	Ю-12	
Добывающие:	скв.	23	55	24	2	134	53	7	126	46	45	515
в т.ч. повторное ГРП	скв.	1	1			15	4	1	18	7	5	52
с эффектом	скв.	10	45	13		108	38	2	78	30	32	356
Нагнетательные:	скв.	1	4	3		26	14		23	7	5	83
в т.ч. повторное ГРП	скв.		1			2	1		2	2	1	9
Всего	скв.	24	59	27	2	160	67	7	149	53	50	598
Эксплуат-ный фонд	скв.	61	234	155	9	313	112		251	48	92	1257
Охват эксплуат-ного фонда обработкой	%	40	25	17	22	54	63		65	136	58	50

Таблица 6

Результаты проведения СКО

№ п/п	№ скв	Горизонт	Интервал перфорации, м	Q _{пр} ^р м ³ /сут		P _{нар} ^р МПа		K _{прнез} ^р м ³ /сут·МПа		K _{пру} ^р м ³ /сут·МПа·м	
				до	после	до	после	до	после	до	после
1	2992	10	2196-2239	47	100	12.5	12.5	18.24	38.81	1.26	2.68
2	1254	8	2118-2154	57	53	11.5	12.5	9.16	7.34	0.44	0.35
3	1565	5 абв	1888-1933	149	217	11.5	12.3	13.12	17.85	0.50	0.69
4	2596	9	2154-2173	43	58	11	12.3	3.84	4.64	0.32	0.39
5	942	8	2110-2150	125	50	12	12.5	9.84	3.79	0.58	0.22
6	2829	10	2189-2252,5	63	215	12	11.5	7.87	28.63	0.49	1.79
7	2566	9	2156-2191	70	94	11	12.4	6.19	7.39	0.39	0.46
8	1295	8	2124-2148	58	143	12.1	12.5	4.63	11.07	0.29	0.69
9	2598	9	2161,5-2175,5	25	48	11.8	12.3	2.07	3.82	0.38	0.69
10	1254	8	2118-2154	53	90	12.5	12.6	7.34	12.29	0.35	0.59
11	1344	8	2101-2140	81	53	13.5	13.3	19.96	13.74	0.87	0.60
12	1184	8	2097-2147	151	165	11.8	12	12.51	13.44	0.53	0.57
13	1297	8	2102-2108	56	50	11.7	12	9.04	7.70	1.51	1.28
14	3134	11	2296-2312	143	184	12.5	12.5	11.36	14.62	0.87	1.12
15	1329	8	2098-2148	70	39	12	12	6.43	3.52	0.22	0.12
16	3265	10	2198-2257	97	149	11.7	12	8.30	12.44	0.32	0.48
17	758	10	2207-2239	88	126	14.6	14.5	17.83	26.06	0.78	1.13
18	277	8	2098-2139	80	64	13	13	6.04	4.83	0.30	0.24
19	339	10	2199-2253	54	37	13.5	13.5	10.26	7.03	0.49	0.33
20	1210	8	2108-2148	59	155	12.5	12.5	4.60	12.07	0.23	0.60
21	2128	5 аб	1887-1920	69	152	11.3	9.8	12.15	36.36	0.64	1.91
22	1186	8	2130-2148	81	89	12.5	12.5	11.65	12.80	0.65	0.71
23	2561	9	2160-2183	85	59	12	12.4	6.91	4.65	0.38	0.26
24	2886	10	2171-2247	69	102	12	12	5.85	8.65	0.25	0.37
25	1043	8	2093-2144	69	123	14.7	14	4.78	9.09	0.24	0.45
26	2118	5 аб	1890-1924	134	100	12.2	12.5	26.71	18.81	2.43	1.71
27	1297	8	2102-2108	32	39	12	12	4.93	6.00	0.82	1.00
28	2577	9	2164-2172	84	63	11.8	12.7	7.88	5.45	1.13	0.78
29	1329	8	2098-2148	70	39	12	12	6.32	3.52	0.21	0.12
30	2888	10	2189-2238	36	90	12.8	13	2.85	7.01	0.14	0.35
31	2829	10	2189-2252.5	166	44	11.5	12	22.10	5.49	1.38	0.34
32	2853	10	2211-2247	120	114	11.5	11.6	20.01	18.70	0.71	0.67
33	1141	8	2093-2140	103	161	12	13	14.89	20.34	0.62	0.85
34	219	11	2313-2327	41	47	12.5	13.2	3.92	4.21	0.28	0.30
35	2588	9	2162-2172	б/д	48	0	13	0	3.62	0	0.36
36	3137	11	2284-2326	40	52	12	11	8.71	14.46	0.44	0.72
37	2596	9	2154-2173	58	68	12.3	12.2	4.64	5.48	0.39	0.46

А при подборе скважин-кандидатов учитывать текущее пластовое давление и наличие системы ППД. Начальные коэффициенты K_n не должны быть ниже 50%, $K_{гн}$ ниже 50%. Проницаемость не выше 200 мД, за исключение скважин с низкими коэффициентами продуктивности (при высоком значении начальной проницаемости) вследствие кольматации в призабойной зоне.

2. Кислотные обработки

В процессе эксплуатации скважин коллекторские свойства пласта неизбежно ухудшаются вследствие набухания глин, выпадения солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложения смол, парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола, гидратации пород, размножения сульфатостанавливающих бактерий. Методы восстановления, а порой и улучшения фильтрационных характеристик коллектора в ПЗП приобретают особое значение [4].

Для повышения проницаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины и увеличению системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь в ограниченной области пласта на месторождении проводятся кислотные обработки.

В нефтедобыче применяются кислотные композиции, содержащие различные компоненты (выполняющих различные функции), в том числе добавки поверхностно-активных веществ (ПАВ), обеспечивающих более полное удаление из пласта отработанной кислоты и продуктов реакции.

Для определения эффективности мероприятий по очистке призабойной зоны от загрязнений проанализирован промысловый материал по 45 кислотным обработкам различного вида, в том числе: СКО - 37 скважино-операций, МКС - 5 скважино-операций, КПАС - 3 скважино-операции.

2.1. Солянокислотные обработки

Солянокислотные обработки призабойной зоны нагнетательных скважин в условиях месторождения Жетыбай являются наиболее распространенным методом восстановления их приемистости.

При проведении СКО в составе рабочих растворов использовались следующие реагенты:

- соляная кислота 24% концентрации;
- бактерицид (W180-2) - ингибитор коррозии;
- «Рауан» - ПАВ (добавка в буферную и продавочную жидкости).

Объем кислотного состава рассчитывался для каждой конкретной скважины в зависимости от интервала перфорации по 0.5 м³ раствора на 1 погонный метр.

Одной из технических характеристик нагнетания скважины является удельный коэффициент приемистости скважины – это коэффициент приемистости, отнесенный к единице длины интервала. Проведен расчет коэффициента приемистости и удельного коэффициента приемистости скважины до и после проведения КО.

Эффективность СКО оценивалась увеличением коэффициента приемистости нагнетательных скважин и динамике добычи нефти реагирующих скважин.

Результаты расчета коэффициента приемистости

по скважинам представлены в таблице 6.

Как следует из данных, представленных в таблице 6, СКО проведено на 37 скважинах. По скважине 2588 анализ эффективности не проводился, т.к. СКО проведена при выводе ее из бездействия.

Согласно проведенному анализу, из 36 скважин по 22 наблюдается повышение приемистости. Коэффициент приемистости увеличился в среднем с 8.4 до 13.6 м³/сут·МПа, что характеризует успешность проведения кислотных обработок.

Эффективность проведения СКО на нагнетательных скважинах определялась по работе реагирующих добывающих скважин.

Согласно проведенному анализу после проведения КО на 12 нагнетательных скважинах (758, 1043, 1141, 1210, 1254, 1254, 1329, 1344, 2128, 2992, 3134, 3265) в работе реагирующих добывающих скважин наблюдается снижение дебита нефти в среднем с 8.9 до 6.9 т/сут. и увеличение обводненности с 47 до 52%.

Анализ эффективности по скважинам 219, 2561, 2588 и 2596 не проводился:

- скважина 2596 – после СКО и до конца года стоит в КРС;
- скважина 2588 – СКО проведена при выводе из бездействия, анализ работы реагирующих скважин не проводился;
- скважина 219 – на реагирующей добывающей скважине 772 проведено ПВР;
- скважина 2561 - на реагирующей скважине 2560 проведено ПВР, на скважине 2573 - КРС по очистке забоя.

Проведен анализ по 65 реагирующим добывающим скважинам, в том числе: с эффектом - 29, без эффекта – 21. 15 скважин анализом эффективности не охвачено по причине проведения в них и других работ - закачка ЭКВ, перфорация, оптимизация, возврат, КОРС, ГРП.

Определение эффективности СКО по реагирующим добывающим скважинам, т.е. добыча нефти за счет применения технологии, производилось путем сравнения с показателями базового варианта. Базовый вариант - это вариант разработки, который был реализован, если бы на нем не проводилась СКО. Эффект от СКО определяется как разность между фактической добычей нефти и добычей нефти по базовому варианту. Результаты проведенного анализа представлены в таблице 7.

Как следует из представленных данных, три ячейки нагнетательных скважин отреагировали на закачку СКО 100%, получена технологическая эффективность: скважина 942 - дополнительная добыча нефти на реагирующую добывающую скважину в среднем составила 1.6 т/сут, снижение обводненности в среднем на 8% при продолжительности эффекта в среднем 142 суток; скважина 2853 - дополнительная добыча нефти на реагирующую добывающую скважину в среднем составила 0.5 т/сут, снижение обводненности в среднем на 2% при продолжительности эффекта в среднем 72 суток; скважина 2598 - дополнительная добыча нефти на реагирующую добывающую скважину в среднем составила 1.0 т/сут, снижение обводненности в среднем на 5% при продолжительности эффекта в среднем 92 суток. Пять ячеек нагнетательных скважин отреагировали на

Таблица 7

Результаты проведения кислотных обработок в нагнетательных скважинах

п/п №	№ нагнет. скважин	Количество реагирующих добывающих скважин				Q _{ж(ср)} , т/сут		Q _{н(ср)} , т/сут		%, воды		Дополнит. добыча нефти на скв. т/сут	Накопленная доп. добыча, тыс. т	Продолжительность эффекта, сут	Увеличение дебита нефти, %
		всего	с эфф.	без эфф.	* без анализа	до	после	до	после	до	после				
1	277	3	1	1	1	27.6	30.6	22.6	25.1	18	18	2.5	377	151	10
2	1295	4	1	2	1	17.3	18.5	0.7	0.8	96	96	0.1	10	92	13
3	1565	4	2	2	0	17.9	14.9	6.9	7.6	59	48	0.2	190	120	13
4	2118	2	1	1	0	58.1	63.8	7.0	8.1	88	87	1.1	96	87	14
5	1297	4	1	0	3	10.0	11.7	0.01	0.12	99	99	0.11	10	90	14
6	942	4	4	0	0	13.7	13.8	9.7	11.3	30	22	1.6	930	142	17
7	2566	2	1	0	1	3.1	3.5	2.0	2.4	35	32	0.4	36	84	18
8	1184	4	1	1	2	8.1	10.2	6.9	8.4	15	17	1.5	323	211	18
9	2829	3	1	1	1	15.9	16.4	8.7	10.7	45	35	2.0	115	59	18
10	2577	3	2	1	0	6.5	9.0	5.5	6.9	17	22	1.4	165	59	20
11	1329	3	2	1	0	8.3	11.1	5.8	7.7	32	29	1.9	214	128	26
12	339	4	3	1	0	2.4	3.4	1.8	2.5	36	32	0.7	90	71	28
13	2888	4	1	0	3	25.4	35.3	8.1	12.3	68	65	4.2	363	87	34
14	2596	4	1	2	1	4.8	5.2	0.2	0.3	96	94	0.1	11	90	38
15	2853	2	2	0	0	15.6	21.5	0.6	1.1	96	94	0.5	60	72	39
16	2598	1	1	0	0	1.9	3.0	1.6	2.6	18	13	1.0	98	92	41
17	2829	3	1	1	1	20.0	23.0	0.4	0.9	98	96	0.5	62	118	57
18	1297	4	1	3	0	9.0	12.5	0.7	1.9	92	85	1.2	176	151	62
19	1186	4	1	3	0	35.5	35.7	0.7	3.7	98	88	3.0	366	123	81
20	2886	3	1	1	1	2.1	3.0	1.6	2.26	22	24	0.66	51	80	28
Итого		65	29	21	15	15.2	17.3	4.6	5.8	58	55	1.2	3740	105	29

* количество скважин в анализе не участвовало по причине проведения в них работ по закачке ЭКВ, перфорации, оптимизации, возврату, КОРС, ГРП

закачку СКО на 50% с технологической эффективностью: дополнительная добыча нефти на реагирующую добывающую скважину в среднем составила 1.0 т/сут, снижение обводненности в среднем на 5% при продолжительности эффекта в среднем 90 суток по скважинам 1329, 1565, 2118, 2566, 2577.

Для объективной оценки результатов влияния СКО на реагирующих добывающих скважинах, необходимо проводить трассерные исследования для прослеживания гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами, которые позволят установить направление и скорости фильтрации воды, а так же выявить характер и степень взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин.

В целом за счет проведения СКО на нагнетательных скважинах дополнительная добыча нефти на реагирующую добывающую скважину в среднем составила 1.2 т/сут, накопленная дополнительная добыча – 3.74 тыс. тонн нефти, увеличение дебита – 29%.

2.2. Многокомпонентный кислотный состав

В 2010 году на месторождении для восстановления проницаемости и очистки призабойной зоны пласта от отложений продуктов коррозии, взвешенных частиц самой породы, а так же образования новых и расширения старых фильтрационных каналов прошло опробирование новой технологии МКС. Технология предусматривает закачку в добывающие скважины кислотного состава включающего ингибированную соляную кислоту, ПАВ и стабилизатор вторичного осадкообразования.

Объем кислотного состава рассчитывался для каждой конкретной скважины из расчета 0.6-2.0 м³ на 1 м эффективной толщины пласта

Технология воздействия на призабойную зону скважин с применение МКС применена на 4 добывающих скважинах (1217, 1484, 2519 и 3206). Оценка эффективности МКС определена по дополнительной добыче, рассчитанной, как разница между фактической и базовой добычей по каждой скважине. Данные проведенного анализа представлены в таблице 8.

Как следует из данных, представленных в таблице, положительный эффект от проведения кислотной обработки получен на трех скважинах. Дополнительная добыча нефти на скважину в среднем составила 2.4 т/сут, увеличение дебита нефти - 33%.

Технологическая эффективность технологии МКС определялась по изменению коэффициента продук-

тивности до и после проведения работ. Как следует из представленных данных, в среднем по скважинам коэффициент продуктивности увеличился с 0.7 до 1.0 м³/сут·МПа, что подтверждает эффективность проведения работ. Продолжительность эффекта по скважинам изменяется от 40 до 85 суток.

По скважине 1484 эффекта не получено, дебит нефти снизился в 1.7 раз, что подтверждается снижением коэффициента продуктивности с 0.6 до 0.4 м³/сут·МПа.

2.3. Кислотный поверхностно-активный состав

КПАС представляет собой водный раствор смеси минеральных кислот и кислотного модификатора, содержащего поверхностно-активные вещества, в строго определенном соотношении. Механизм действия КПАС основан на усилении кислотного воздействия за счет снижения поверхностного натяжения на границе фаз, изменения смачиваемости поверхности породы, увеличения глубины проникновения обрабатываемого состава, снижения скорости реакции, более полного удаления продуктов реакции из пласта при освоении.

Объектами применения технологии кислотных обработок являются нефтедобывающие скважины, снизившие продуктивность за счет кольтирующихся компонентов, привнесенных из пласта.

В 2010 году на месторождении для восстановления проницаемости и очистки призабойной зоны пласта от отложений продуктов коррозии, взвешенных частиц самой породы, а так же образования новых и расширения старых фильтрационных каналов прошло опробирование новой технологии КПАС. Технология воздействия на призабойную зону скважин с применение КПАС применена на 3 добывающих скважинах (818, 1089 и 1453). Оценка эффективности КПАС определена по дополнительной добыче, рассчитанной, как разница между фактической и базовой добычей по каждой скважине. Данные проведенного анализа представлены в таблице 9.

Как следует из данных, представленных в таблице, положительный эффект от проведения кислотной обработки получен на двух скважинах. Дополнительная добыча нефти на скважину в среднем составила 2.8 т/сут. увеличение дебита нефти - 32%.

Определение технологической эффективности определялось по изменению коэффициента продук-

Результаты применения технологии МКС в добывающих скважинах

Таблица 8

№ п/п	№ скв.	$Q_{ж(ср)'} / \text{т/сут}$		$Q_{н(ср)'} / \text{т/сут}$		% ВОДЫ		Дополнит. добыча нефти на скважину, т/сут	Накоплен. допол-ная добыча, т	Кoeffиц. продукт., м ³ /сут·Мпа		Увелич. дебита нефти, %
		до	после	до	после	до	после			до	после	
1	1217	11	19	6.54	12.5	30	21	5.96	360	0.8	1	48
2	2519	6	7	4.59	5.1	10	24	0.51	40	0.8	1.1	10
3	3206	5	11	1.27	2.1	70	81	0.83	30	0.6	1	40
4	1484	7	4	5.05	2.9	15	6	0	0	0.6	0.4	0
Итого		7	12	4.1	6.6	37	42	2.4	430	0.7	1	33

Таблица 9

Результаты применения технологии КПАС в добывающих скважинах

№ п/п	№ скв.	$Q_{ж(ср)'} / \text{т/сут}$		$Q_{н(ср)'} / \text{т/сут}$		%, воды		Дополнит. добыча нефти на скв., т/сут	Накоплен. дополнительная добыча, т	Коэфф. продукт., $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$		Увеличение дебита, %
		до	после	до	после	до	после			до	после	
1	1453	27	29	20.7	23	10	5	2.35	430	7.7	9.2	10
2	1089	8	21	2.7	5.9	60	71	3.18	550	0.7	1.3	54
3	818	6	5	3	2	40	63	0	0	0.5	0.3	0
Итого		18	25	11.7	14.4	35	38	2.8	980	4.2	5.25	32

тивности до и после проведения работ. Как следует из представленных данных, в среднем по скважинам коэффициент продуктивности увеличился с 4.2 до $5.25 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$, что подтверждает эффективность проведения работ. Продолжительность эффекта по скважинам с положительным эффектом составляет в среднем 178 суток.

По скважине 818 эффекта не получено, дебит нефти снизился с 3 до 2 т/сут, что подтверждается снижением коэффициента продуктивности с 0.5 до $0.3 \text{ м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$.

3. Электровоздействие

Технология увеличения нефтеотдачи пласта ЭВ предназначена для снижения обводненности добываемой нефти на нефтяных скважинах, восстановления их производительности, отсеки газовых конусов, а также для восстановления приемистости нагнетательных скважин.

Технология ЭВ на продуктивный нефтяной пласт основана на эффектах изменения структуры пустотного пространства породы и пространственной структуры фильтрационных потоков двухфазной жидкости (нефть плюс вода) в пласте в результате пропускания через продуктивный пласт солитоноподобных импульсов электрического тока. В результате чего увеличивается проницаемость породы, причем наиболее существенно в ближней к скважине зоне, что приводит к восстановлению дебита скважины по нефти [5].

В 2010 году на месторождении технология ЭВ

испытана на 6 добывающих скважинах. Для оценки эффективности проведенных мероприятий по скважинам была проанализирована динамика добычи нефти и обводненности, охватывающая период до и после проведения ЭВ. Данные проведенного анализа представлены в таблице 10.

Как следует из данных, представленных в таблице, только по двум скважинам 1252 и 2989 (из шести) получен прирост нефти в среднем 1.65 т/сут, обводненность на скважине 1252 осталась без изменения - 75%, на скважине 2989 снизилась на 11% и составила 60%. В результате проведения работ накопленная добыча нефти составила 193 тонны, успешность - 20%.

По скважинам с отрицательным результатом дебит нефти снизился в среднем с 6.15 до 5.12 т/сут, обводненность незначительно увеличилась с 74 до 76%.

Новый способ обработки скважин с целью восстановления их производительности малоэффективен для условий месторождения "Жетыбай".

4. Виброволновое воздействие с применением комплексного оборудования реанимации скважин

Технология обработки скважины при виброволновом воздействии генератором ГДВ заключается в возбуждении высокоамплитудных колебаний давления, которые передаются через ствол скважины и перфорационные каналы в пласт и трансформируются в призабойной зоне в упругие колебания достаточно большой интенсивности. Сущность технологии состоит в циклическом воздействии упру-

Таблица 10

Результаты применения технологии ЭВ

№ п/п	№ скв.	Горизонт	$Q_{ж(ср)'} / \text{т/сут}$		$Q_{н(ср)'} / \text{т/сут}$		%, воды		Дополнит. добыча нефти на скв., т/сут	Накопленная дополн. добыча, т	Продолжительность эффекта сут.	Увеличение дебита, %
			до	после	до	после	до	после				
1	2989	12	23.9	23.1	6.8	9.3	71	60	2.5	148	59	27
2	1252	6А	30.8	27.3	5.4	6.2	75	75	0.8	46	57	13
3	410	5аб	32.8	30.6	6.2	5.2	81	83	0	0	0	0
4	1577	12	22.1	25.2	2	2	92	92	0	0	0	0
5	274	8	20.7	18.7	10.6	8.4	48	55	0	0	0	0
6	1251	8	26.6	18.9	5.8	4.9	78	74	0	0	0	0
Итого			27.4	25.2	6.1	7.75	73	68	1.65	193	58	20

гими колебаниями на зону пласта и чередовании его с повышением забойного давления выше пластового для создания репрессии, продолжительность которой достаточна для накопления высокого потенциального запаса упругой энергии сжатия жидкости и породы в наиболее загрязненной области призабойной зоны вблизи скважины, и последующем создании локальной депрессии на пласт, причем все это сочетается с воздействием химреагентами. При реализации технологии предусматривается гармоничное сочетание упругих колебаний, репрессивно-депресссионного и физико-химического воздействий.

В октябре 2009 году на месторождении прошло апробирование новой технологии КОРС.

В 2010 году технология КОРС применена на 5 скважинах. Оценка эффективности мероприятия определялась по изменению дебита добывающей скважины до и после проведения работ. Результаты проведенного анализа представлены в таблице 11.

Как следует из данных, представленных в таблице, положительный эффект получен по 4 скважинам. Дополнительная добыча на скважину составила в среднем 2.8 т/сут. продолжительность эффекта изменяется от 28 до 82 суток. Накопленная дополнительная добыча за счет проведения работ - 570 тонн нефти.

5. Перераспределение фильтрационных потоков

Технология применения потокоотклоняющих технологий направлена на повышение текущего и конечного коэффициента нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта заводнением. В 2009 году на месторождении прошло опробирование новой технологии ПФП. Результатом внедрения технологии является:

- перераспределение фильтрационных потоков по площади и разрезу обрабатываемого участка залежи;
- сдерживание прорыва вод из нагнетательных и добывающих скважины;
- подключение в разработку трудноизвлекаемых запасов из зон с пониженной проницаемостью.

Технология предусматривает закачку в нагнетательные скважины химических составов на основе биополимера, состоящего из целлюлозосодержащих материалов.

Проведен анализ промыслового материала и определен объем работ по применению технологии ПФП, который составил 19 скважино-операций.

Эффективность применения данной технологии

определялась по изменению технологических параметров работы нагнетательных скважин и работе реагирующих добывающих скважин. Результаты закачки ПФП за анализируемый период представлены в таблицах 12 и 13.

Как следует из данных, представленных в таблице, в 2010 г. закачка полимерной системы проведена на 19 нагнетательных скважинах. Из них на 12 скважинах, что составляет 63% от общего объема, отмечено снижение коэффициента приемистости в среднем на 26.3%. Снижение коэффициента приемистости скважин после проведения работ по закачке ПФП характеризует успешность применения данной технологии.

На скважинах 1149 и 2354 в результате проведения работ приемистость не изменилась.

Внедрение технологии позволяет частично заблокировать участки с высокой проницаемостью коллекторов и перенаправить вытесняющий агент к участкам с более низкой проницаемостью, увеличивая при этом коэффициент охвата заводнением.

Эффективность проведения данной технологии определялась по работе окружающих добывающих скважин, гидродинамическим связанным с обработанными нагнетательными скважинами и отреагировавшими на закачку полимерной композиции (наблюдалось изменение в работе скважин). Анализом охвачено 55 скважин: из них с эффектом - 29, без эффекта - 17, 9 скважин в анализе не участвовали, т.к в них за анализируемый период проводились работы по смене насоса, СКО, ГРП.

Технологический эффект определялся дополнительной добычей нефти на скважину, которая в среднем по скважинам с положительным эффектом составила 5.9 т/сут. Обводненность добываемой продукции снизилась на 13%, увеличение дебита нефти - 50%, накопленная дополнительная добыча - 10.98 тыс.т нефти.

Отсутствие эффекта на добывающих скважинах возможно связано с нарушением гидродинамической связи нагнетательных и добывающих скважин. Для прослеживания гидродинамической связи между скважинами необходимо проведение исследований по трассированию фильтрационных потоков путем закачки химических индикаторов в нагнетательные скважины, что позволит установить направление и скорости фильтрации воды, а так же выяснить характер и степень взаимодействия нагнетательной и добывающей скважин.

Таблица 11

Результаты применения технологии КОРС в 2010 г.

№ пп	№ скв.	Горизонт	Дата ГРП	Q _ж , т/сут		%, воды		Q _н , т/сут		Дополнительная добыча, т/сут	Накоплен. дополнительная добыча, т	Увелич. дебита нефти, %
				до	после	до	после	до	после			
1	2808	10	08/01/2010	5.1	8.1	45	38	2.8	4.6	1.8	110	39
2	394	5в+6б	07/01/2010	14	22.4	26	21	9.8	13.2	3.3	90	25
3	1311	8	21/03/2010	1.8	1.5	24	59	1.4	2.8	1.4	120	51
4	1257	8	31/03/2010	1	10.5	10	35	0.8	5.3	4.6	250	86
5	3009	10	24/01/2010	8.6	5.7	18	15	7.2	4.3	0	0	0
Итого				5.4	10.6	26	38	3.7	6.5	2.8	570	50.2

Таблица 12

Результаты применения технологии ПФП

№ п/п	№ наг. скв.	Горизонт	Интервал перфорации, м	Проницаем., мД	Q _{пр} , м ³ /сут		P _{наг} , МПа		K _{прием} , м ³ /сут*МПа		Удельный K _{прием} , м ³ /сут*МПа*м	
					до	после	до	после	до	после	до	после
1	2975	10	2238-2248 2260-2267 2272-2278	- 64 44	203	191	12.2	12.5	33.584	30.104	1.46	1.309
2	2792	10	2198-2212 2218-2219 2226-2228 2259-2260	64 85 24 409	192	174	12.1	12.3	28.093	24.735	1.124	0.989
3	2073	8	1888-1895 1907-1912 1915-1919	20 - -	214	142	12.5	12.7	18.53	12.087	1.158	0.755
4	2526	5	1886-1892 1906-1909 1912-1915	179 92 83	241	225	9	9	59.923	55.944	4.994	4.662
5	2385	5в6аб	1969-1973 1980-1982 1986-1993	289 90 55	149	134	12.2	12.5	23.345	20.052	1.868	1.604
6	443	8	2131-2134 2138-2165	39 59	126	147	14	13.3	23.853	28.938	0.795	0.965
7	2713	10	2186-2201 2213-2215 2218-2221 2222-2228 2227-2229 2231-2233 2239-2256	30 30 15 44 17 33 30	191	163	14	12	16.12	13.583	0.371	0.312
8	2080	5б	1888-1895 1907-1912 1915-1919	н/д	130	124	12	12	13.193	12.584	0.825	0.786
9	2341	5в6аб	1915-1922 1924-1928 1952-1960 1961-1962 1966-1970 1976.5-1979 1985-1989	н/д	309	204	12.5	12.5	25.43	16.789	0.795	0.525
10	1015	8	2090-2094 2098-2103 2114-2117 2128-2132	26 43 29 48	107	181	12.5	12.5	12.629	21.363	0.789	1.335
11	2035	5аб	1890-1897 1910.5-1913 1916-1917	41 30 4	194	261	11.5	11.8	40.808	51.643	3.549	4.491
12	3328	12	2387-2390 2391-2394 2397-2399 2401-2410	н/д	93	153	12.5	12.5	13.991	23.018	0.933	1.535
13	1049	8	2091-2097 2103-2109 211-2117.5 2123-2126 2129-2134	142 52 - 77 40	150	160	14.5	14.5	17.881	19.073	0.843	0.9
14	2354	5в6аб	1932-1934 1936-1939 1971-1976 1978-1983 1988-1993	н/д	200	200	12.5	12.5	21.311	21.311	1.261	1.261
15	2962	5абв	1877-1886 1897-1899 1902-1908 1919-1923 1924-1928	33 29 21 37 68	200	150	13	13	32.556	24.417	1.441	1.08
16	997	10	2187-2189 2213-2219 2237-2245	н/д	150	100	12.5	13.6	40.59	13.898	2.858	0.979
17	2383	6аб	1930-1933 1934-1938 1940-1943 1967-1972 1974-1977 1982-1993	257 183 337 208 174 208	200	150	10	10	38.654	28.99	1.952	1.464
18	245	11	2294-2305	н/д	200	80	13.5	13.5	26.356	10.543	3.765	1.506
19	1149	8	2087-2096 2101-2106 2112-2118 2122-2136	934 347 142 384	150	150	10	10	26.891	26.891	1.724	1.724

Таблица 13

Результаты применения технологии ПФП

№ п/п	№ скв	Кол-во реагирующих добывающих скв.			$Q_{ж(ср)}$ т/сут		$Q_{н(ср)}$ т/сут		%, воды		Доп. добыча на скв. т/сут	Накоп. допол. добыча, т	Увелич. дебита нефти, %
		всего	с эфф.	*без анализа	до	после	до	после	до	после			
1	2526**	3	2		35	36	1.7	2.4	93	93	0.7	45	21
2	2792**	6	6		32	53	12.0	17.7	57	50	5.8	3500	30
3	2035	2	1		32	49	11.4	18.1	58	55	6.7	613	37
4	2341**	3	1		41	43	15.0	27.4	57	22	12.5	1520	45
5	2975**	4	1		2	4	1.1	2.2	37	38	1.1	263	51
6	2080**	3	2		23	32	1.2	2.5	95	91	1.3	150	55
7	1015	2	2		10	17	3.7	9.1	48	38	5.4	590	60
8	2073**	3	2		35	41	9.9	25.1	65	27	15.2	3345	60
9	443	2	1		82	25	0.7	5.4	99	77	4.7	954	87
10	2385**	4	0		47	44	12.7	12.0	61	66	0	0	0
11	2713**	3	0		37	25	2.3	1.6	90	86	0	0	0
12	3328	2	2		7	5	2.1	1.7	79	82	0	0	0
13	1049	3	1	2	3	4	0.1	0,3	96	92	0	0	0
14	2354	2	1	1	45	47	10.9	4.7	76	90	0	0	0
15	2962**	2	2		44	35	6.1	3.7	85	86	0	0	0
16	997**	1		1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	2383**	2	1	1	48	49	1.9	1.9	96	96	0	0	0
18	245**	3	2	1	21	20	8.2	8.1	59	60	0	0	0
19	1149	5	2	3	8.5	8,3	6.4	5.7	45	54	0	0	0
Итого		55	29	9	32	33	6.3	12.2	68	55	5.9	10980	50

* Количество скважин, которые в анализе не участвовали по причине проведения на них работ по смене насоса, СКО, ГРП
 ** Скважины, снизившие приемистость в результате закачки ПФП

Выводы и рекомендации:

На месторождении проводятся мероприятия по увеличению производительности скважин путем воздействия на пласт и призабойную зону скважин.

1. Рекомендуется применение технологии ГРП продолжить с соблюдением критериев подбора скважин. Анализ результатов проведения ГРП показал, увеличение дебита нефти по месторождению в среднем составила 59%. Применение технологии позволяет не только увеличить продуктивность скважин, но и повысить коэффициент извлечения нефти за счет вовлечения в активную разработку слабодренлируемых зон с повышением нефтеотдачи пласта.

2. Работы по интенсификации притока жидкости в скважину рекомендуется продолжить.

3. На месторождении проводились КО с применением кислотных составов: СКО, КПАС и МКС. Увеличение дебита нефти от проведения кислотных обработок составляет 29, 32 и 33% соответственно.

4. Для объективной оценки применения технологии ЭВ необходимо увеличить объемы проведения работ. Проведенный анализ работы скважин, охваченных ЭВ, показал, что новый способ обработки скважин с целью восстановления их производительности малоэффективен для условий месторождения "Жетыбай". Из 6 обработанных скважин только по двум скважинам получен положительный результат.

5. Технология КОРС рекомендуется к дальнейшему применению. Технология применена на 5 скважинах. Дополнительная добыча на скважину составила в среднем 2.8 т/сут.

6. Применение технологии ПФП рекомендуется продолжить с целью снижения обводнённости добываемой продукции, увеличения добычи нефти и повышения нефтеотдачи пласта на месторождении. Анализ эффективности технологии ПФП показал, что на 12 скважинах из 19 отмечено снижение коэффициента приемистости в среднем на 26.3%. По реагирующим добывающим скважинам дополнительная добыча нефти на скважину составила в среднем 5.9 т/сут.

Литература

1. М.Д.Батырбаев, В.В.Кадет. Современный этап разработки нефтяных месторождений Западного Казахстана. Проблемы и решения. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006.
M.D.Batyrbayev, V.V.Kadet. Sovremenniy etap razrabotki neftyanyh mestorojdeniy Zapadnogo Kazahstana. Problemy i resheniya. M.: ОАО «VNIIOENG», 2006
2. А.А.Газизов, А.Ш.Газизов, М.М.Кабилов, Р.Г.Ханнанов. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях. Казань: Центр инновационных технологий, 2008.
A.A.Gazizov, A.Sh.Gazizov, M.M.Kabirov, R.G.Khannanov. Intensifikatsiya dobychi nefti v oslojnnennyh usloviyah. Kazan: Tsentr innovatsionnyh tehnologiy, 2008
3. М.Экономидес, Р.Олини, П.Валько. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007.
M.Economides, R.Oligney, P.Valko. Unified fracture design. M.-Izhevsk: : Institute of Computer Research, 2007
4. Л.Х.Ибрагимов, И.Т.Мищенко, Д.К.Челоянц. Интенсификация добычи нефти. М.: Наука, 2000.
L.Kh.Ibragimov, I.T.Mishchenko, D.K.Cheloyants. Intensification of oil recovery. M.: Nauka, 2000
5. В.И.Щуров. Техника и технология добычи нефти. М.: Недра, 1983.
V.I.SHchurov. Tehnika i tehnologiya dobychi nefti. M.: Nedra, 1983

**Analysis of performance measures
for intensification in the "Zhetybai" oil field**

G.D.Tuleshova

("KazNIPIMunayGas" JSC)

Abstract

Many deposits are characterized by a high degree of depletion of reserves and water cut. Production of most fields in Western Kazakhstan (30) are high-paraffin and viscous oil. These include "Uzen", "Zhetybai", "Karamandybas", oils which are extremely rich in dissolved paraffin (26%), resins and asphaltenes (20%) and contain corrosive gases (H_2S , CO_2). In this regard, this paper analyzes the effectiveness of enhanced recovery of oil from the "Zhetybai" field. The analysis of commercial materials identified the amount of work by type of technology used. The effectiveness of the technologies for intensification of oil was determined in several ways: by an increase in oil rates, the increase in specific productivity index and the stocks involved. The effectiveness of injection wells was estimated from the increase in oil production in the surrounding wells. As a result, the conclusions of the study recommend to increase the productivity of wells by means of stimulation and the bottom-hole zone.

**"Jetıbay" yatağında neft hasilatının
intensivləşdirilməsi üzrə tədbirlərin təsirlilik analizi**

Q.D.Tuleşeva

("QazNIPIMunayQaz" SC)

Xülasə

Bir çox yataqlar hasil edilən məhsulun son dərəcə ehtiyat qıtlığı və sulaşması ilə xarakterizə edilir. Qərbi Qazaxstanın əksər yataqlarının (30-dan çox) məhsulu yüksək parafinli və özlü neftidir. Bu yataqlara nefti parafinlə (26%-ə qədər), qətran və asfaltenlə (20%-ə qədər) son dərəcə doymuş və tərkibində korroziyaya qarşı aktiv qazlar (H_2S , CO_2) olan "Uzen", "Jetıbay", "Karamandibas" yataqları aiddir. Bununla əlaqədar hazırkı işlə bağlı "Jetıbay" yatağında neft hasilatının intensivləşdirilməsi üzrə tədbirlərin təsirlilik analizi göstərilmişdir. Mədən materialının analizi aparılmış və tətbiq edilən texnologiyaların növləri üzrə işlərin həcmi müəyyən edilmişdir. Neft hasilatının intensivləşdirilməsi üzrə tətbiq edilən texnologiyaların effektivliyi bir neçə istiqamətdə: neftin debitinin artımına, məhsuldarlığın xüsusi əmsalının artımına və cəlb edilmiş ehtiyatlara görə müəyyən edilmişdir. Vurucu quyular üzrə təsirlilik ətraf hasilat quyularında neftin debitinin artımına görə qiymətləndirilmişdir. Nəticədə, laya və quyudibi zonaya təsir yolu ilə quyuların məhsuldarlığının artırılması üzrə tədbirlərin yekunları göstərilmişdir.