

*Владимир Владимирович МАЗАЕВ —
заведующий отделом ОАО «СибНИИИП»,
к. тех. н.*

*Вадим Михайлович АЛЕКСАНДРОВ —
заместитель директора департамента
разработки ОАО «СибНИИИП»,
к. геол.-мин. н.*

УДК 622.276.63

ВЛИЯНИЕ ПАЛЕОФАЦИАЛЬНОГО ГЕНЕЗИСА ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПЛАСТА ЮС₁¹ ФАИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

АННОТАЦИЯ. Изучено влияние палеофациального генезиса пласта ЮС₁¹ Фаинского месторождения на эффективность кислотного воздействия при обработке нагнетательных скважин. Установлено, что использование технологий, включающих закачку кислотных составов для увеличения приемистости нагнетательных скважин, и технологий повышения нефтеотдачи пластов наиболее предпочтительно в зонах развития отложений вдольбереговых и разрывных течений.

The study has been held over the influence of the Fainsk oil field JS₁¹ paleofacies genesis on the efficiency of acid impact at injection wells treatment. It has been found that it is more preferable to use the acid solutions pumping technology to increase the rates of the water injection wells as well as the oil recovery increasing technology in the development zones of channel depositions.

При разработке нефтяных месторождений Западной Сибири основным методом воздействия на пласт является заводнение — закачка воды в нагнетательные скважины. Эффективность заводнения, а именно — интенсивность закачки воды в пласт и характер выработки запасов нефти определяется геологическими особенностями пород-коллекторов и их фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Для улучшения фильтрационно-емкостных свойств в пласт закачивают различные кислотные составы [1]. Для регулирования фильтрационных потоков пластовых флюидов наиболее часто используют гелеобразующие и осадкообразующие композиции химреагентов [2].

Наиболее сложной инженерной задачей является разработка низкопроницаемых залежей нефти, которые, как правило, отличаются низкими значениями ФЕС, сложными геологическими условиями залегания пластов и высокими пластовыми температурами. В этих условиях эффективность применения традиционных технологий физико-химического воздействия на призабойную зону пласта и коллектор в значительной мере снижается. Так, например, закачка кислотных реагентов сопровождается не только растворением тех или иных породообразующих минералов, но и образованием вторичных осадков, которые в условиях низкопроницаемого коллектора способны снизить его проницаемость или заблокировать поровое пространство [3].

В этой связи представляет интерес исследование влияния палеофациальной принадлежности пород-коллекторов продуктивных отложений на эффектив-

ность геолого-технических мероприятий (ГТМ), включающих закачку в пласт кислотных композиций. В настоящей работе рассмотрены результаты обработок нагнетательных скважин комплексными кислотными составами с целью увеличения приемистости и интенсификации добычи нефти, а также результаты закачки в пласт кислотных гелеобразующих композиций для повышения нефтеотдачи.

Геологическая характеристика пласта ЮС₁¹ Фаинского месторождения

Объектом исследований являются продуктивные породы-коллекторы горизонта ЮС₁, приуроченные к верхам васюганской свиты (J₃ с - о) Асомкинской и Средне-Асомкинской залежей Фаинского нефтяного месторождения. Васюганская свита условно подразделяется на две подсвиты: нижневасюганскую (существенно глинистую) и верхневасюганскую, включающую песчаники пласта ЮС₁¹.

Отложения васюганской свиты являются единым седиментационным комплексом, сформировавшимся в ходе компенсационного заполнения мелководноморского бассейна. Вместе с тем фильтрационно-емкостные свойства песчаников внутри этого осадочного комплекса распределены крайне неравномерно, что обусловлено мозаичным развитием палеофациальных зон по площади Фаинского месторождения.

По результатам палеофациального анализа в пределах месторождения выделено несколько самостоятельных литофациальных субобластей: 1) зона развития осадков вдольбереговых и разрывных течений; 2) зона развития отложений забаровых палеолагунов и застойных зон; 3) зона развития вдольбереговых баров; 4) зона развития пляжевых отложений; 5) зона развития отложений сублиторальной зоны.

Каждая из выделенных палеофациальных зон характеризуется своими фильтрационно-емкостными характеристиками и технологическими показателями разработки (табл. 1).

Таблица 1

Характеристика фильтрационно-емкостных свойств и начальной нефтенасыщенности пород в пределах выделенных палеофациальных зон

Тип осадочных образований	Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²	Пористость, %	Начальная нефтенасыщенность, %
Отложения вдольбереговых и разрывных течений	41,2	16,4	58,2
Вдольбереговые баровые отложения	42,8	16,2	56,3
Отложения пляжей	38,4	16,1	51,8
Отложения сублиторальной зоны	38,5	15,9	49,4
Отложения забаровых палеолагунов и застойных зон	12,4	14,6	45,2

Анализ технологических показателей разработки по отложениям различных палеофациальных зон показал, что наиболее интенсивно разрабатываются отложения вдольбереговых и разрывных течений, седименты пляжевого типа и баровые отложения, которые формировались в благоприятных палеофациальных условиях и характеризуются наиболее высокими фильтрационно-емкостными свойствами. Палеолагунные отложения отстают в выработке запасов.

Для рассматриваемых палеофациальных зон средние дебиты нефти эксплуатационных скважин изменяются от 9,1 (для осадков баровых построек) до 32,7 т/сут (для отложений вдольбереговых и разрывных течений), а дебиты жидкости — от 35,5 (для лагунных осадков) до 79,9 т/сут (для отложений вдольбереговых и разрывных течений). Средняя приемистость нагнетательных скважин изменяется от 96,3 (для осадков сублиторальной зоны) до 197,0 м³/сут (для отложений вдольбереговых и разрывных течений).

Наибольшую площадь объекта ЮС₁¹ Фаинского месторождения занимают отложения трех укрупненных палеофациальных групп: зона развития отложений вдольбереговых и разрывных течений, осадки сублиторальной зоны и отложения палеолагун и застойных зон. В пределах развития этих зон сосредоточены также основные запасы нефти.

1) — зоны развития отложений вдольбереговых и разрывных течений. Характеризуются хорошими коллекторскими свойствами по вертикали, но слабой гидродинамической связью по латерали. Зоны имеют максимальные значения коэффициента извлечения нефти (КИН) для данного геобъекта (0,241-0,243).

2) — осадки сублиторальной зоны. Характеризуются низкими коллекторскими свойствами по вертикали, но хорошей гидродинамической связью между скважинами по латерали. Текущее значение КИН составляет 0,162.

3) — отложения субфации палеолагун и застойных зон. Характеризуются наиболее низкими коллекторскими свойствами и слабой связью между прослоями песчаников по латерали. Текущее значение КИН составляет 0,104.

Результаты и их обсуждение

Как было отмечено выше, одной из проблем разработки низкопроницаемых залежей является низкая приемистость нагнетательных скважин и, как следствие, в целом — низкая эффективность закачки воды в нефтяной пласт. Это приводит к снижению пластового давления и замедлению темпов разработки месторождения.

Анализ работы нагнетательного фонда скважин объекта ЮС₁¹ Фаинского месторождения, а также данные промысловых исследований показали, что основными причинами низкой приемистости нагнетательных скважин являются следующие:

- кольматация поровых каналов призабойной зоны пласта (ПЗП) твердыми частицами механических примесей, содержащихся в нагнетаемой воде;
- отложение в ПЗП продуктов коррозии внутрискважинного и наземного оборудования (гидроксиды железа);
- выпадение в поровом пространстве ПЗП нерастворимых солей (карбонат кальция) в результате смешения пластовых и нагнетаемых вод различного гидрохимического состава.

С целью устранения негативных причин, снижающих приемистость нагнетательных скважин, и улучшения фильтрационно-емкостных свойств ПЗП на Фаинском месторождении была использована технология комплексной обработки призабойной зоны пласта (КОПЗП), разработанная специалистами ОАО «Юганскнефтегаз».

Комплексная обработка призабойной зоны пласта. Технология включает три основных этапа. Первый этап включает последовательную закачку в

пласт раствора соляной кислоты, содержащего 1,5% НПАВ (водорастворимый оксиэтилированный изононилфенола), а затем 2%-ного водного раствора НПАВ. На втором этапе в пласт закачивается нефтяной дистиллят «Нефрас», содержащий ароматические углеводороды. На последнем этапе закачивают раствор «глинокислоты» (смесь соляной и плавиковой кислот), которую продавливают в пласт 2%-ным раствором НПАВ с целью растворения глинистых минералов и разрушения скелета матрицы породы пласта.

Таким образом, технология предусматривает совместное использование химреагентов различной направленности действия. Такой подход, по мнению разработчиков технологии, представляется обоснованным в условиях недостаточной изученности геологических особенностей объекта разработки и позволяет обеспечить высокую эффективность проводимых работ.

Технология КОПЗП на Фаинском месторождении начала применяться с 1990 года. Первые испытания данной технологии при обработке нагнетательных скважин в активно разрабатываемых зонах пласта ЮС₁¹ показали, что средняя эффективность проводимых работ, по оценке специалистов ОАО «Юганскнефтегаз», достигает 1,9 тыс. т на скважино-операцию. При этом технологический эффект был получен в первую очередь за счет увеличения приемистости скважин и интенсификации добычи нефти.

На основании этого технологию КОПЗП стали применять на всей территории месторождения. Основной объем работ с использованием технологии КОПЗП проведен в период с 1996 по 2001 год. На нагнетательных скважинах месторождения выполнено 44 скважино-операции (из них на отложениях вдольбереговых и разрывных течений — 11, на осадках пляжевого типа — 8, на образованиях сублиторали — 23 и на отложениях забаровых палеолагунах и застойных зон — 2).

На основе анализа первичных геолого-промысловых данных была рассчитана эффективность проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ). Эффективность ГТМ оценивалась по изменению приемистости конкретной скважины относительно средней приемистости обрабатываемых нагнетательных скважин данной субфациальной зоны. Результаты соответствующих расчетов приведены в табл. 2.

Полученные результаты показали, что наиболее эффективно использование технологии КОПЗП в зонах развития отложений вдольбереговых и разрывных течений — 123,3%. Для отложений сублиторального генезиса эффективность ГТМ составила 88,7%. Наименее эффективно применение рассматриваемой технологии на образованиях пляжевого типа — 76,6%. Средняя продолжительность технологического эффекта и средний объем дополнительно закачанной жидкости для сублиторальных осадков и отложений вдольбереговых и разрывных течений отличаются незначительно (продолжительность — 3,9 и 3,3 мес.; дополнительная закачка воды — 5699 и 5256 м³ соответственно). В среднем после однократной обработки скважин их приемистость увеличилась с 55,3 до 107,1 м³/сут, при этом только у 11 скважин после обработки приемистость достигла или превысила запланированное по проекту значение — 124,2 м³/сут.

В ходе работы проведена также оценка эффективности повторных обработок нагнетательных скважин с использованием технологии кислотного воздействия КОПЗП. Результаты расчетов приведены в табл. 3.

Таблица 2

Эффективность обработки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин объекта ЮС,¹ Фаинского месторождения с использованием технологии КОПЗП

№ п/п	№ скв.	Дата проведения ГТМ	Палеофаци- альная зона	Приемистость скважины, м ³ /сут		Дополнитель- ная закачка воды, м ³	Эффектив- ность ГТМ, %
				до ГТМ	после ГТМ		
1	591	18.02.1999	отложения сублитеральной зоны	104,0	140,0	176	155,5
2	601	28.02.2001		20,0	50,0	252	-8,8
3	602	01.11.1998		45,4	240,6	29271	339,0
4	609	01.03.2000		16,2	39,0	1369	-28,9
5	610	27.01.1997		43,0	120,0	647	119,0
6	612	01.09.1999		25,7	41,1	1385	-25,0
7	659	01.11.1998		32,8	56,7	717	3,4
8	662	01.11.1998		63,3	47,2	0	-13,8
9	1744	01.09.2000		82,4	184,9	30754	237,4
10	1746	27.02.1997		67,0	67,0	0	22,3
11	1807	01.07.1999		32,8	77,6	2687	41,6
12	1810	30.01.1997		66,0	58,0	0	5,8
13	1828	11.10.1998		28,6	96,0	16173	75,1
14	1829	29.09.1998		57,7	112,0	8137	104,3
15	1830	08.03.2000		42,7	87,0	6655	58,8
16	1835	24.07.1998		21,4	107,3	10312	95,9
17	1852	19.09.1998		88,9	133,0	2641	142,6
18	1853	27.09.1998		14,6	119,4	9432	117,8
19	1854	18.09.1998		29,2	115,9	5203	111,5
20	1855	27.06.1996		140,0	148,0	168	170,1
21	1856	27.06.1996		140,0	148,0	168	170,1
22	1857	06.04.1999		40,0	94,0	1620	71,5
23	1858	30.09.1998		58,8	95,6	3307	74,4
Среднее по субфации				54,8	103,4	5699	88,7
24	1740	19.09.1998	отложения вдольбереговых и разрывных течений	43,7	115,7	8642	141,6
24	1741	18.02.1997		172,0	203,0	152	323,8
26	1749	31.10.1998		37,5	51,8	859	8,2
27	1752	16.09.1999		77,8	79,7	114	66,3
28	1755	11.10.1998		13,9	50,0	3249	4,3
29	1759	28.09.1998		15,9	146,7	7847	206,2
30	1761	30.11.1998		13,7	114,1	18070	138,1
31	1791	12.10.1998		29,6	36,1	395	-24,6
32	1792	31.03.1999		59,2	97,9	3481	104,4
33	9041	23.08.1999		12,7	106,8	11298	123,0
34	9043	31.10.1998		51,2	174,7	3707	264,8
Среднее по субфации				47,9	107,0	5256	123,3
35	594	18.02.1999	отложения пляжей	65,0	100,0	294	49,7
36	594	02.02.2000		78,0	110,0	269	64,7
37	663	15.07.1999		42,0	100,0	487	49,7
38	1725	24.03.1999		15,1	70,1	4951	5,0
39	1736	10.11.1998		71,1	38,1	0	-43,0
40	1788	16.04.1997		136,5	310,9	26162	365,5
41	1789	03.03.2000		95,2	164,9	4179	146,8
42	1790	21.03.1999		31,2	49,8	556	-25,5
Среднее по субфации				66,8	118,0	4612	76,6
43	555	30.04.2001	отложения палеолагуна	7,0	80,0	18396	332,4
44	560	17.08.1999		30,0	80,0	12600	332,4
Среднее по субфации				18,5	80,0	15498	332,4
Среднее				55,3	107,1	5376	95,4

При проведении на скважинах повторных обработок установленные соотношения показателей для отложений сублитерали и вдольбереговых и разрывных течений в целом сохраняются. Однако средняя относительная эффективность ГТМ и объемы дополнительно закачиваемой в пласт воды после обработки скважин снижаются. Средняя продолжительность технологического эффекта для отложений сублитерали составила 2,5 мес., а для отложений вдоль-

береговых и разрывных течений возросла до 4,7 мес. Средняя продолжительность технологического эффекта — 3,3 мес.

Таблица 3

Эффективность повторной обработки призабойной зоны пласта нагнетательных скважин объекта ЮС₁ Фаинского месторождения с использованием технологии КОПЗП

№ п/п	№ скв.	Дата проведения ГТМ	Палеофациальная зона	Приемистость скважины, м ³ /сут		Дополнительная закачка воды, м ³	Эффективность ГТМ, %
				до ГТМ	после ГТМ		
1	602	29.03.2001	отложения сублиторальной зоны	42,0	48,0	126	17,9
2	609	01.02.2001		34,4	43,8	562	7,6
3	610	01.10.1998		30,0	79,3	5913	94,8
4	610	01.03.2001		49,2	114,3	1954	180,9
5	612	27.04.2001		17,0	100,0	20916	145,7
6	1807	01.04.2000		39,4	66,4	812	63,2
8	1828	10.08.1999		43,0	21,8	0	-46,4
9	1829	16.08.1999		42,2	49,4	868	21,5
10	1829	03.02.2000		45,0	48,0	63	17,9
11	1853	25.03.1999		37,0	47,0	300	15,5
12	1853	05.06.2000		49,0	53,0	84	30,2
13	1854	25.03.1999		35,0	50,0	450	22,9
14	1854	05.04.2000		41,0	54,0	273	32,7
15	1855	31.03.1999		56,2	92,9	4403	128,2
16	1856	19.09.1998		62,8	95,5	2942	134,6
17	1856	09.04.1999		40,6	132,2	10991	224,9
18	1835	10.09.1999		28,3	36,0	458	-11,6
Среднее по субфации				40,7	66,6	3007	63,6
19	1740	08.09.1999	отложения вдольбереговых и разрывных течений	49,2	26,4	0	-23,8
20	1740	07.04.2000		20,0	60,0	224	73,4
21	1740	14.12.2000		57,0	70,0	109	102,3
22	1741	01.07.1998		37,1	100,9	7665	191,7
23	1741	28.09.1999		25,5	40,1	1316	15,9
24	1741	02.04.2000		13,6	32,6	1142	-5,7
25	1741	19.12.2000		35,0	35,0	0	1,2
26	1752	22.02.2000		35,0	150,0	966	333,5
27	1759	07.09.1999		42,8	76,3	1002	120,4
28	1759	17.12.2000		25,3	90,8	17687	162,5
29	9043	21.07.1999		39,7	69,3	887	100,2
Среднее по субфации				34,6	68,3	2818	97,4
Среднее				38,3	67,2	2933	76,9

Для ряда нагнетательных скважин рассматриваемого объекта разработки были выделены зоны влияния (опытные участки), расположенные в однотипных палеофациальных зонах, и по характеристикам вытеснения рассчитан объем дополнительной добычи нефти, полученной за счет проведения ГТМ с использованием технологии КОПЗП. Для рассмотрения были выбраны скважины, в зоне влияния которых другие геолого-технические мероприятия (гидроразрыв пласта, закачка химреагентов в соседние нагнетательные скважины, оптимизация работы добывающих скважин и т.д.) не проводились. Результаты расчетов приведены в табл. 4.

Суммарная дополнительная добыча нефти на рассмотренных опытных участках составила 39,66 тыс. т или 1,59 тыс. т на 1 скважино-операцию. При этом установлено, что технологическая эффективность существенно различается при проведении работ на скважинах, расположенных в различных палеофациальных зонах. Так, для отложений вдольбереговых и разрывных течений

средняя эффективность составила 10,50; для отложений пляжевого типа — 2,82; для отложений палеолагунов — 0,30 тыс. т дополнительной нефти на 1 скважино-операцию. На скважинах, размещенных в зоне развития сублиторальных отложений, средний технологический эффект отрицательный — 0,71 тыс. т нефти на 1 скважино-операцию.

Таблица 4

Расчет дополнительной добычи нефти на опытных участках после обработки нагнетательных скважин объекта ЮС₁ Фаинского месторождения с использованием технологии КОПЗП

№ п/п	№ скв.	Палеофациальная зона	Дата проведения ГТМ	Продолжительность технологического эффекта, мес.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
1	591	отложения сублиторальной зоны	18.02.99	7	-2,86
2	1855		31.03.99	4	-7,54
3	1854		25.03.99	1	-0,32
4	1853		25.03.99	1	-0,45
5	1856		09.04.99	4	1,00
6	1807		24.07.99	7	-11,11
7	1830		07.03.00	5	3,32
8	609		23.03.00	2	3,16
9	1854		05.04.00	1	5,02
10	1807		12.04.00	1	7,35
11	1853		05.06.00	1	-0,13
12	601		28.02.01	12	-2,68
13	609		25.02.01	1	-3,14
14	610		24.03.01	1	-9,85
15	602		29.03.01	1	-2,40
16	612		27.04.01	12	9,26
Итого по субфации				3,8*	-11,37 / 0,71**
17	1740	отложения вдольбереговых и разрывных течений	07.04.00	8	8,75
18	1752		22.02.00	12	34,72
19	1741		19.12.00	2	1,93
20	1740		14.12.00	12	-3,40
Итого по субфации				8,5*	41,99 / 10,50**
21	594	отложения пляжевого типа	18.02.99	12	2,77
22	663		15.07.99	12	-2,40
23	594		02.02.00	12	8,09
Итого по субфации				12,0*	8,45 / 2,82**
24	560	отложения палеолагунов	17.08.99	12	-0,24
25	555		30.04.01	12	0,83
Итого по субфации				12,0*	0,59 / 0,30**
ВСЕГО				6,2	39,66

* — среднее значение продолжительности эффекта; ** — среднее значение удельной эффективности.

Сравнение результативности ГТМ с использованием технологии КОПЗП в различных субфациальных зонах показывает, что вероятность достижения более высоких значений приемистости и дополнительно добытой нефти выше при проведении работ в зонах развития отложений вдольбереговых и разрывных течений, которые характеризуются улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами и однородным строением геологического разреза.

Как было отмечено выше, после кислотной обработки средний объем дополнительно закачанной в скважины жидкости для сублиторальных осадков и отложений вдольбереговых и разрывных течений отличается незначительно,

средняя приемистость скважин также сопоставима (103,4 и 107,0 м³/сут соответственно). При этом дополнительная добыча нефти на опытных участках в зонах развития отложений вдольбереговых и разрывных течений существенно превышает среднюю эффективность по объекту, а на участках распространения сублиторальных отложений добиться прироста добычи нефти не удалось.

Анализ полученных данных позволяет предположить, что достигнутый технологический эффект обусловлен не увеличением приемистости скважин (средняя приемистость рассматриваемых скважин увеличилась с 53,4 до 82,4 м³/сут), а является результатом выравнивания профиля притока воды в пласт и подключения в разработку новых нефтенасыщенных интервалов разреза. На основании этого можно сделать вывод о предпочтительном использовании на нагнетательных скважинах объекта ЮС₁¹ Фаинского месторождения технологий увеличения нефтеотдачи, направленных на перераспределение фильтрационных потоков и увеличение охвата пласта заводнением.

Следует отметить, что опыт применения солянокислотных (СКО) и глинокислотных (ГКО) обработок на добывающих скважинах пластов юрских отложений месторождений Западной Сибири показал большую эффективность работ с использованием растворов соляной кислоты [3]. Успешность СКО достигает 75%, средняя удельная эффективность — 810 т/скважино-операцию. Успешность ГКО колеблется в пределах 33-67% при средней дополнительной добыче нефти не более 600 т/скважино-операцию. Это объясняется тем, что при повышенных пластовых температурах кислотные составы интенсивно взаимодействуют с минералами, слагающими продуктивные отложения. При этом глинокислота реагирует с породой наиболее энергично с минимальной селективностью. По-видимому, это является основной причиной достаточно низкой эффективности технологии КОПЗП при обработке наименее проницаемых глинистых коллекторов, расположенных в зонах развития сублиторальных отложений. Следует предположить, что в зоне распространения палеолагунных отложений применение технологии КОПЗП также нецелесообразно.

Таким образом, на пластах юрских отложений более предпочтительно применение составов на основе соляной кислоты, т.к. она не разрушает первичную структуру обрабатываемых пород-коллекторов, глубоко проникает в пористую среду и практически не образует вторичных осадков, коагулирующих поровое пространство.

Закачка гелеобразующих композиций для увеличения нефтеотдачи. Для обработки нагнетательных скважин объекта ЮС₁¹ Фаинского месторождения с целью увеличения нефтеотдачи было предложено использовать закачку специальных композиций, образующих в пластовых условиях термотропные полимеры.

Термотропные полимеры — это неорганические гели, формирующиеся в результате медленного гидролиза водных растворов солей многовалентных катионов в присутствии веществ, разлагающихся под действием температуры с выделением реагента-осадителя. В аналитической химии этот подход известен как «метод возникающих реактивов» и используется для осаждения из растворов некоторых соединений [4].

В нефтяной промышленности для увеличения нефтеотдачи пластов в качестве термотропных полимеров применяются кислотные композиции на осно-

ве хлорида или оксихлорида алюминия и карбамида, которые выпускаются в виде водных растворов с содержанием соли алюминия 25-30% масс. (названия товарных форм композиций: «Галка», «Термогель-1», реагент РВ-3П-1 и др.). Для закачки в нефтяной пласт закачивают разбавленные товарные формы композиций объемом 250-300 м³.

В пласте протекают следующие химические процессы. Карбамид под действием температуры медленно разлагается с выделением аммиака. Это обеспечивает ступенчатый гидролиз хлорида алюминия и образование пространственных связей между отдельными молекулами соли алюминия [5]. В результате в реакционном объеме образуется неорганический гель гидроксида алюминия. При этом время образования геля зависит от температуры пласта и соотношения компонентов в системе хлорид алюминия — карбамид.

Гель гидроксида алюминия формируется непосредственно в поровом пространстве коллектора, что приводит к блокированию (кольматации) проводящих каналов и снижению проницаемости обработанных зон. Следствием этого является снижение приемистости нагнетательной скважины, перераспределение фильтрационных потоков и подключение к разработке новых нефтенасыщенных интервалов разреза.

Следует отметить, что закачка композиций термотропных полимеров в пласт может сопровождаться интенсивным реагированием с породой, так как их товарные формы представляют собой кислотные растворы (рН композиции составляет 2,5-3,5). При этом механизм протекающих процессов изменяется и образуется преимущественно осадок гидроксида алюминия. В этом случае блокирование поровых каналов не происходит, наблюдается только снижение проницаемости обработанных интервалов. В результате растворения некоторых минералов, входящих в состав пород пласта (например, кальцит), не исключено также незапланированное воздействие на пласт — увеличение проницаемости и приемистости обработанных интервалов.

Таким образом, при использовании композиций на основе хлорида алюминия для обработки нагнетательных скважин следует учитывать геологические особенности рассматриваемой палеофациальной зоны и минералогический состав пород, слагающих пласт. Для прогнозирования результатов ГТМ с использованием термотропных полимеров необходимо проведение соответствующих лабораторных исследований.

На нагнетательных скважинах Фаинского месторождения в период с 1997 по 2001 год проведено более 40 скважино-операций по закачке растворов реагента РВ-3П-1. В ряде случаев в зоне влияния обрабатываемых нагнетательных скважин проводились геолого-технические мероприятия на соседних добывающих и нагнетательных скважинах. Поэтому для корректной оценки эффективности ГТМ с использованием технологии закачки термотропных полимеров такие обработки не рассматривались.

Эффективность ГТМ (прирост добычи нефти) в результате обработки скважин композицией РВ-3П-1 оценивалась по характеристикам вытеснения. Результаты соответствующих расчетов приведены в табл. 5.

Таблица 5

**Эффективность применения технологии увеличения нефтеотдачи пластов
на основе реагента РВ-ЗП-1 на нагнетательных скважинах
объекта ЮС₁ Фаинского месторождения**

№ п/п	№ скв.	Дата проведения ГТМ	Палеофациальная зона	Приемистость скважины, м ³ /сут		Дополнительная добыча нефти, тыс. т
				до ГТМ	после ГТМ	
1	1787	31.03.99	отложения сублиторальной зоны	346,7	230,3	-1,60
2	1811	09.04.99		271,8	275,7	18,20
3	1808	09.04.99		142,4	227,4	2,10
4	1809	21.05.99		200,3	282,8	-1,54
5	608	29.09.99		186,4	179,4	1,73
6	1809	08.08.00		307,1	245,5	2,27
7	1808	23.12.00		184,1	175,1	0,20
8	608	19.07.01		152,3	39,4	6,06
9	1855	27.09.01		189,4	167,3	1,93
Среднее по субфации				220,1	202,5	29,35 / 3,26*
10	1775	30.10.97	отложения вдольбереговых и разрывных течений	110,0	178,5	12,63
11	1774	28.10.97		792,8	288,2	15,73
12	1719	21.05.99		305,4	205,1	7,14
13	1727	17.09.99		197,2	177,7	7,54
14	596	23.09.99		138,6	109,4	-0,26
15	384	05.11.99		485,9	487,7	0,94
16	1775	29.07.99		161,3	589,9	9,76
17	1774	27.07.99		216,5	434,0	3,29
18	1719	29.06.00		383,6	410,6	-1,70
19	1727	23.06.00		213,1	210,0	4,77
20	384	28.06.00		543,9	591,9	0,44
21	1776	27.07.00		406,8	386,9	6,92
22	1775	13.07.00		353,8	541,1	4,58
23	1774	25.07.00		443,8	289,6	11,51
24	597	21.07.01		144,9	161,6	2,61
25	1775	24.07.01		259,2	238,7	3,02
26	1774	28.09.01		423,5	590,3	-8,95
27	502	07.06.98		205,8	193,7	33,34
28	502	10.12.99		101,7	330,2	
29	502	27.11.00	87,0	461,8		
Среднее по субфации				298,7	343,8	113,29 / 5,66*
30	1777	31.10.97	отложения пляжевого типа	96,2	192,9	-2,66
31	1788	02.04.99		209,9	178,5	11,39
32	1789	30.03.99		168,2	199,1	3,73
33	1788	24.08.00		325,9	303,9	-3,58
34	1789	25.09.00		192,1	155,5	-0,43
35	1788	24.07.01		231,1	252,4	7,12
36	519	23.09.01		131,2	151,6	-2,23
Среднее по субфации				193,5	204,8	13,55 / 1,91*
Всего						155,99

* — среднее значение удельной эффективности.

Полученные результаты показывают, что наиболее эффективно применение технологии закачки термотропных полимеров на нагнетательных скважинах в зоне развития отложений вдольбереговых и разрывных течений (средняя дополнительная добыча нефти на 1 скважино-операцию составила 5,66 тыс. т). В результате закачки реагентов в пласт приемистость одних скважин увеличилась, а других снизилась. При этом дополнительная добыча нефти получена для тех и для других скважин, т.е. однозначной зависимости технологического эффекта от динамики закачки воды в пласт не наблюдается. В целом для отложений данной субфации средняя приемистость скважин увеличилась более чем на 15%.

Как было отмечено выше, кислотное воздействие на пласт также наиболее эффективно в зоне отложений вдольбереговых и разрывных течений. Сле-

дует предположить, что при закачке раствора реагента РВ-ЗП-1, обладающего выраженными кислотными свойствами, параллельно могут протекать процессы различной направленности. В одних интервалах проницаемость снижается в результате образования геля гидроксида алюминия, в других интервалах под действием кислоты проницаемость увеличивается. Но при этом оба процесса способствуют увеличению добычи нефти.

В зонах развития других палеофациальных зон эффективность рассматриваемой технологии значительно меньше, при этом влияние закачиваемой композиции на приемистость нагнетательных скважин также неоднозначно.

В целом рассмотренные примеры позволяют сделать вывод о том, что вероятность получения положительного технологического эффекта выше при обработке нагнетательных скважин с высокой приемистостью. При этом увеличение приемистости скважин в результате их обработки не является обязательным условием достижения прироста добычи нефти.

Таким образом, на основании ретроспективного анализа эффективности работ по кислотному воздействию на призабойную зону нагнетательных скважин объекта ЮС₁ Фаинского месторождения для дальнейшего применения технологий ОПЗ и МУН могут быть сделаны следующие выводы:

— при кислотном воздействии на пласт определяющее влияние на эффективность проводимых геолого-технических мероприятий оказывает палеофациальный генезис пород-коллекторов;

— применение технологии КОПЗП и закачка гелеобразующего реагента РВ-ЗП-1 наиболее целесообразны в зонах развития отложений вдольбереговых и разрывных течений, которые характеризуются максимальными фильтрационно-емкостными свойствами и однородным строением геологического разреза;

— для оптимизации технологии ОПЗ с использованием кислотных композиций следует провести отдельные испытания солянокислотных и глинокислотных составов на отложениях различных палеофациальных зон продуктивного объекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин / Пер. с румынского. М.: Недра, 1985. 184 с.
2. Поддубный Ю. А., Жданов С. А. О классификации методов увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтяное хозяйство. 2003. № 4. С. 19-25.
3. Сергиенко В. Н. Об эффективности кислотных обработок в скважинах юрских залежей Нижневартовского свода / Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО (М-лы 4-й науч.-практич. конф.). Под редакцией В. И. Карасева. Ханты-Мансийск, 2001. С. 471-474.
4. Пилипенко А. Т., Пятницкий И. В. Аналитическая химия / М.: Химия, 1990. Т. 1. 480 с.
5. Повышение нефтеотдачи системам, генерирующими в пласте гель и CO₂ при тепловом воздействии / Алгунина Л. К., Кувшинов В. А. и др. // Нефтяное хозяйство. 1994. № 4. С. 45-48.