

11

ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ АЛЮМОХЛОРИДА И ДРУГИХ ХИМИЧЕСКИХ ПРОДУКТОВ

11.1. ВЫБОР РЕАГЕНТОВ И ИССЛЕДОВАНИЕ ИХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Исследования по разработке комплексных методов воздействия на продуктивные пласты нефтяных залежей с применением различных активных веществ проводились в двух направлениях: ограничение движения вод в пластах и поступления воды в скважины и вытеснение нефти за счет улучшения нефтеотмывающих свойств воды.

Из анализа литературных данных [54, 57, 89, 225 и др.], а также с учетом опыта ранее проведенных промысловых испытаний МУН в качестве реагентов для исследования были выбраны алюмохлорид и следующие щелочные реагенты: карбонат натрия, тринатрийфосфат, гидроокись натрия, щелочные стоки производства капролактама (ЩСПК).

Методикой исследований взаимодействия выбранных химических продуктов предусматривалось:

- 1) изучение влияния физико-химических свойств выбранных реагентов на образование водоизолирующей массы в пластовых условиях;
- 2) определение нефтевытесняющих свойств продуктов взаимодействия;
- 3) оценка влияния степени минерализации и химического состава пластовых вод на процессы взаимодействия химреагентов;
- 4) изменение фильтрационных характеристик пласта в результате взаимодействия закачиваемых в пласт реагентов;
- 5) обоснование оптимальных составов технологических

жидкостей, обеспечивающих эффективное вытеснение остаточной нефти из пласта.

Выбор химических продуктов основывался на следующих соображениях:

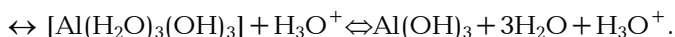
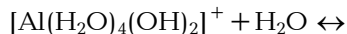
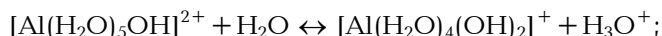
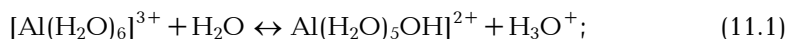
водные растворы исследуемых реагентов хорошо фильтруются в пористой среде;

алюмохлорид успешно применяется для обработки призабойной зоны скважин;

водные растворы щелочей и щелочных отходов обладают более высокими нефтевытесняющими свойствами по сравнению с водой.

Алюмохлорид, выбранный в качестве одного из ингредиентов композиции, является отходом производства алкилирования бензола олефином и получается при отмыве реакционной массы от отработанного катализаторного комплекса.

Хлорид алюминия является солью, образованной многозарядным катионом слабого основания и анионом сильной кислоты, и гидролизует ступенчато по следующей схеме [65]:



В зависимости от pH раствора ион алюминия Al^{3+} находится в различных гидратированных формах (табл. 11.1) [249].

Из анализа данных табл. 11.1 следует, что при $\text{pH} = 7,2 - 7,6$ происходит образование малорастворимого осадка гидрооксида алюминия $\text{Al}(\text{OH})_3$.

В качестве щелочных реагентов исследовались химические продукты: карбонат натрия, гидроокись натрия, тринатрийфосфат, щелочные стоки производства капролактама. Приведем краткие характеристики этих реагентов.

Карбонат натрия. Согласно ГОСТ 5100–85 карбонат натрия (кальцинированная сода) Na_2CO_3 выпускается двух марок. Растворимость карбоната натрия в воде зависит от температуры и составляет, г/100 г: при 0 °С — 6,4; 20 °С — 17,8; 30 °С — 29,0.

Максимальная концентрация раствора карбоната натрия при 20 °С составляет около 15 %. Плотность и вязкость растворов карбоната натрия возрастают при увеличении концентрации (рис. 11.1).

Таблица 11.1

Гидратированная форма алюминия
в зависимости от pH раствора

Интервал pH	Преимущественное содержание гидратированной формы
Менее 3	$[\text{Al}(\text{H}_2\text{O})_6]^{3+}$
3,8 – 4,9	$[\text{Al}(\text{H}_2\text{O})_5\text{OH}]^{2+}$
5 – 5,6	$[\text{Al}(\text{H}_2\text{O})_4(\text{OH})_2]^+$
7,2 – 7,6	$[\text{Al}(\text{OH})_3]$
Более 11	$[\text{Al}(\text{OH})_4]^-$

Растворы карбоната натрия имеют щелочную реакцию, так как подвергаются гидролизу по схеме



В зависимости от концентрации водные растворы карбоната натрия имеют pH = 10,9–11,5.

Гидроокись натрия. Гидроокись натрия NaOH – наиболее часто используемый при щелочном заводнении реагент. В соответствии с ГОСТ 2263–79 выпускаются следующие марки: ТР – твердый ртутный (чешуированный), с содержанием

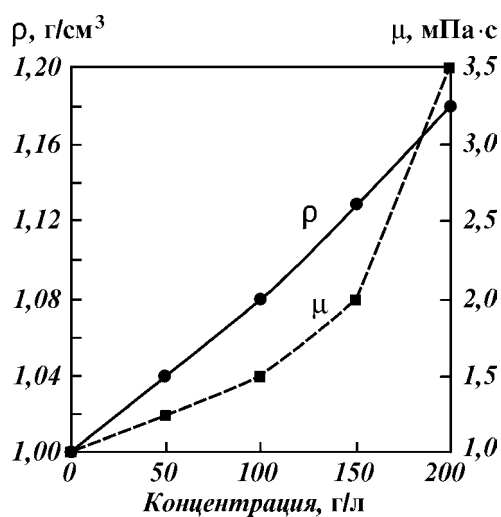
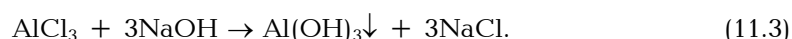


Рис. 11.1. Зависимость плотности ρ и вязкости μ раствора карбоната натрия от его концентрации при температуре 20 °С

едкого натра не менее 98 %; ТХ — твердый химический (плавленный и чешуированный), с содержанием едкого натра не менее 96 %; ТД — твердый диафрагменный (плавленный), едкого натра не менее 94 %; РР — раствор ртутный, едкого натра не менее 42 %; РХ — раствор химический, едкого натра не менее 43 %; РД — раствор диафрагменный, едкого натра не менее 44 %.

Растворимость в воде едкого натра зависит от температуры и составляет, г/100 г: при 0 °С — 41,8; при 20 °С — 108,7; при 30 °С — 118,0. При 20 °С можно приготовить растворы NaOH с концентрацией до 50 %. Изменение плотности и вязкости растворов гидроксида натрия в зависимости от концентрации показано на рис. 11.2.

Гидроксид натрия является сильной щелочью и реагирует с алюмохлоридом по схеме



В избытке гидроксида натрия гидроокись алюминия растворяется с образованием алюминатов:

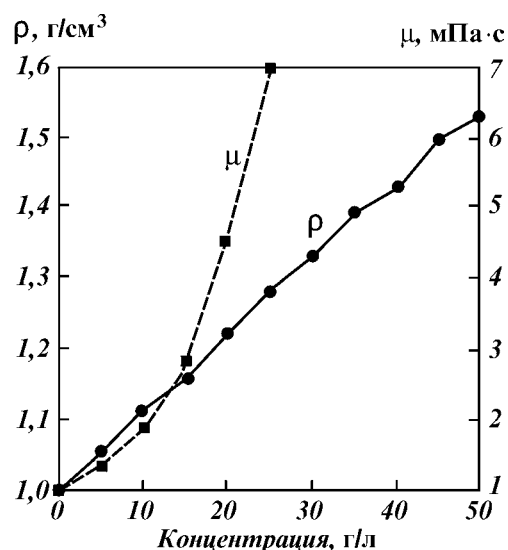
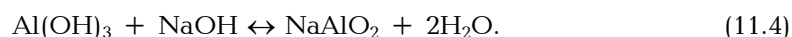
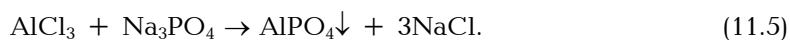


Рис. 11.2. Зависимость плотности ρ и вязкости μ раствора едкого натра от концентрации при температуре 20 °С

Это может привести к разрушению образованной в пласте водоизолирующей массы.

Тринатрийфосфат. Тринатрийфосфат выпускается в соответствии с ГОСТ 201–76 в виде $\text{Na}_3\text{PO}_4 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$. Характеристика тринатрийфосфата приведена в табл. 11.2.

Тринатрийфосфат проявляет щелочные свойства и взаимодействует с алюмохлоридом с образованием белого осадка – фосфорнокислого алюминия:



Исследования растворимости кальцинированной соды и тринатрийфосфата показали, что максимальная концентрация их в водных растворах при 20 °С составляет не более 15 % (по массе) для кальцинированной соды и 12,5 % (по массе) – для тринатрийфосфата.

Щелочные стоки производства капролактама. Щелочные стоки производства капролактама (ЩСПК) представляют собой жидкость темно-коричневого цвета. Согласно ТУ 113-03-488–84 ЩСПК имеет плотность 1100–1200 кг/м³ при 20 °С, содержит натриевые соли органических кислот в пересчете на адипинат натрия 18–30 %, смолы – не более 10 %, массовая доля сухого вещества – 25–45 %. В технических условиях количество щелочи непосредственно не указано, однако по разнице массовых долей сухого вещества и смол адипината натрия можно определить концентрацию щелочи. ЩСПК имеет сильнощелочную реакцию, pH = 12,6. При взаимодействии алюмохлорида со ЩСПК образуется гелеобразный осадок.

Таблица 11.2

Технические показатели тринатрийфосфата (ГОСТ 201–76)

Показатель	Норма
Внешний вид	Чешуйки и кристаллы, способные слеживаться
Массовая доля общего P_2O_5 , %, не менее	18,5
pH водного раствора	11,5 – 12,5
Массовая доля нерастворимого в воде остатка	0,03
Молекулярная масса	380,12
Плотность, кг/м ³	1640
Температура плавления, °С	73
Растворимость ТНФ, г/100 г воды	30,2
Равновесная концентрация кристаллообразования, % (по массе)	23

Изучалось изменение межфазного натяжения водных растворов щелочных реагентов на границе с керосином в зависимости от концентрации. С увеличением концентрации щелочи для всех исследованных реагентов наблюдается снижение межфазного натяжения, что способствует увеличению коэффициента нефтевытеснения в пластовых условиях.

Известно, что при добавлении щелочей происходит улучшение смачиваемости породы водой. В табл. 11.3 приведены значения краевого угла смачивания на границе раздела «нефть бобринского горизонта Бавлинского месторождения – водная фаза – поверхность стекла». На основе изучения физико-химических свойств алюмохлорида и щелочных реагентов выявлено следующее.

Физико-химические свойства алюмохлорида в виде отхода производства алкилирования бензола олефином определяются содержанием в нем основного вещества. Алюмохлорид обладает кислотными свойствами, динамическая вязкость его составляет 4,5–5,2 мПа·с, он хорошо разбавляется водой. Установлено, что в водных растворах хлористый алюминий находится в гидратированной форме. Наиболее полное осаждение гидроокиси алюминия происходит при $\text{pH} = 7,2–7,6$.

Среди исследованных щелочных реагентов наиболее активной является гидроокись натрия – pH ее водных растворов достигает 14. Едкий натр обладает хорошей растворимостью в воде, максимальная концентрация в его растворе составляет при 20 °С 50 % (по массе).

Растворимость кальцинированной соды и тринатрийфосфата при 200 °С соответственно составляет 15 и 12 % (по массе).

В ЩСПК щелочи содержится в пределах 7–8 %, доля сухого вещества достигает 0,46 % (по массе).

Таблица 11.3

Краевой угол смачивания водных растворов щелочей

Реагент	Концентрация, % (по массе)	Краевой угол смачивания θ , град.	Реагент	Концентрация, % (по массе)	Краевой угол смачивания θ , град.
Вода	–	46,4	Na_2CO_3	0,25	16,7
NaOH	0,06	6,4	Na_2CO_3	0,5	9,8
NaOH	0,1	10,0	Na_2CO_3	1,0	3,8
NaOH	0,5	14,2	ЩСПК	0,25	12,3
Na_3PO_4	0,25	18,3	ЩСПК	0,5	7,6
Na_3PO_4	0,50	5,2	ЩСПК	1,0	2,5
Na_3PO_4	1,0	1,0			

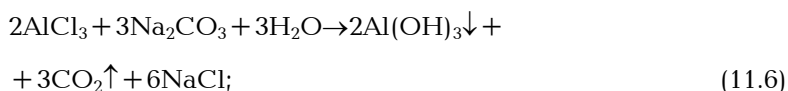
По результатам анализа физико-химических свойств приведенных выше реагентов установлена необходимость более детальных исследований взаимодействия составов на основе хлорида алюминия с карбонатом натрия и ЩСПК, которые имеют сравнительно высокую вязкость (до 10 мПа·с), содержат ингредиенты, которые, с одной стороны, могут служить наполнителем, с другой — улучшать их нефтеотмывающие свойства за счет проявления поверхностно-активных свойств и выделения углекислого газа.

11.2. ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЕ ПРИ ВЗАИМОДЕЙСТВИИ АЛЮМОХЛОРИДА СО ЩЕЛОЧНЫМИ РЕАГЕНТАМИ В ПРИСУТСТВИИ ПЛАСТОВЫХ ВОД

Основная задача исследований состояла в изучении закономерностей взаимодействия алюмохлорида со щелочными реагентами, определении их оптимальных соотношений в технологиях УНП. Методически они основывались на измерении объемов, массы образующихся осадков и вязкости образующегося геля.

При взаимодействии алюмохлорида со щелочными реагентами происходит образование малорастворимых гелеобразных осадков. Эти гели в свежеприготовленной форме тонко диспергированы. Вследствие очень сильно развитой поверхности они удерживают воду за счет сил адсорбции и, частично, за счет капиллярных явлений.

Взаимодействие алюмохлорида и щелочных реагентов описывается следующими уравнениями:



Особенностью реакции взаимодействия алюмохлорида с карбонатом натрия является не только образование гелеобразного осадка гидроксида алюминия, но и выделение углекислого газа, который является высокоэффективным средством смешивающего вытеснения нефти.

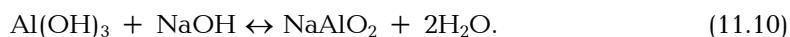
Большинство минералов, встречающихся в породах, имеют отрицательный потенциал. Исключение составляет CaCO_3 ,

который, в зависимости от происхождения, может иметь либо «+», либо «-» потенциал [190]. Наличием заряда на поверхности обуславливается одно из важнейших физико-химических свойств пород продуктивного пласта – адсорбция, которая в определенных условиях способствует удержанию в пласте полимеров, ПАВ и других реагентов. Частицы этих реагентов могут «пришиваться» к породе, например, в результате взаимодействия с катионами поливалентных металлов, находящихся на поверхности адсорбционно-активных центров.

При закачивании в пласт алюмохлорида под действием катионов Al^{3+} поверхность промытой зоны пласта перезаряжается с отрицательного заряда на положительный. Образующийся гелеобразный осадок $Al(OH)_3$ адгезионно закрепляется на поверхности пор пласта и уменьшает тем самым сечение промытых поровых каналов. Кроме того, в порах пласта уменьшается количество воды вследствие ее расхода на образование геля гидроокиси алюминия, а выделяющийся углекислый газ способствует лучшему смешению реагирующих веществ. Образование геля гидроокиси алюминия происходит не сразу же при контакте растворов солей алюминия с карбонатом щелочного металла, как в обменных реакциях солей Mg^{2+} и Ca^{2+} со щелочью или содой, а при достижении $pH = 4$, так как растворы солей алюминия имеют сильноокислую реакцию ($pH = 1-2$) вследствие гидролиза:



Особенностью реакции взаимодействия алюмохлорида с гидроокисью натрия является то, что образующаяся гидроокись алюминия растворяется в избытке щелочи с образованием алюминатов:



Это является неблагоприятным фактором при использовании едкого натра в технологии УНП, так как может произойти разрушение образованной в пласте водоизолирующей массы, в связи с этим требуется соблюдение точного соотношения объемов закачиваемых реагентов.

Гидроокись натрия, тринатрийфосфат и карбонат натрия выпускаются промышленностью в виде твердых веществ с нормируемыми показателями основного вещества в продукте, что позволяет приготовить их водные растворы с достаточной точностью. Поэтому, зная плотность алюмохлорида (товарная

форма), можно предварительно рассчитать необходимое количество реагентов и их объемы.

Для расчетов соотношения объемов алюмохлорида и растворов щелочных реагентов – Na_2CO_3 , NaOH и Na_3PO_4 можно использовать формулу

$$V_{\text{ЩР}} = \frac{V_{\text{AlCl}_3} \cdot C_{\text{AlCl}_3} \cdot B}{C_{\text{ЩР}}}, \quad (11.11)$$

где $V_{\text{ЩР}}$ и $C_{\text{ЩР}}$ – объем (в литрах) и концентрация раствора щелочного реагента (г/л); V_{AlCl_3} и C_{AlCl_3} – объем (в литрах) и концентрация алюмохлорида; B – коэффициент, учитывающий стехиометрические соотношения реагирующих веществ (табл. 11.4).

Для получения наибольшей массы осадка при равных объемах реагирующих веществ, очевидно, необходимо взять растворы с наибольшей возможной концентрацией. Так как в товарной форме алюмохлорида массовая концентрация хлористого алюминия составляет не более 300 г/дм^3 , наибольшую массу осадка на единицу объема смеси даст применение более концентрированных растворов NaOH , Na_2CO_3 и Na_3PO_4 .

Растворимость в воде NaOH , Na_2CO_3 и Na_3PO_4 приведена в табл. 11.5.

В наших исследованиях показано, что из взятых щелочных реагентов едкий натрий (NaOH) может обеспечить образование наибольшей массы геля на единицу объема смеси. Одна-

Таблица 11.4

Щелочной реагент	Na_2CO_3	Na_3PO_4	NaOH
Значения B	1,9	1,23	0,90

Таблица 11.5

Максимальная растворимость NaOH , Na_2CO_3 и Na_3PO_4 в пресной воде при 20°C

Реагент	Растворимость		
	в 1 г безводного вещества на 100 г воды	% (по массе)	г/л
NaOH	108,7	52,0	775
Na_3PO_4	14,0	12,3	130
Na_2CO_3	21,8	17,9	260

Таблица 11.6

Результаты лабораторного исследования процессов гелеобразования при взаимодействии алюмохлорида с щелочными реагентами

Название щелочного реагента	Концентрация щелочного реагента, г/л	Объем щелочного раствора, см ³	Объем алюмохлорида ($\rho = 1,2393 \text{ г/см}^3$), см ³	Объем геля, см ³	Объем надосадочной жидкости, см ³	Объем геля к общему объему, %	Объем фильтрата, см ³	Объем фильтрата к общему объему, %	Масса осадка, г	Примечания
NaOH	200	6	10	3,5	12,5	21,9	10,9	68	0,921	Оптимальное
	200	8	10	1,0	17,0	5,6	12,8	71	1,1051	
	200	10	10	10,0	21,0	32,3	2,0	10	6,5219	
	200	12	10	—	0	100	0	0	6,8896	
	200	14	10	—	0	100	1,0	4	9,1451	
	200	16	10	5,0	22,0	18,5	20,0	77	1,8186	
	200	18	10	4,0	26,0	13,3	22,0	79	2,7020	
	200	20	10	—	0	100	0	0	—	
Na ₂ CO ₃	150	10	10	0	20	0	15,6	78	0,5862	Оптимальное
	150	12	10	0	22	0	17,6	80	0,6331	
	150	14	10	0	24	0	19,4	81	0,5666	
	150	16	10	0	26	0	21,0	81	0,7218	
	150	18	10	—	0	100	0	0	11,0929	
	150	20	10	—	0	100	0	0	14,5037	
	150	22	10	—	0	100	0	0	16,0027	
	150	24	10	—	0	100	0	0	—	
Na ₂ CO ₃	150	24	10	—	0	100	1,0	3	15,6885	
	150	26	10	—	0	100	3,4	9	14,3303	
	150	28	10	—	0	100	3,8	10	14,8442	
Na ₃ PO ₄	100	29	10	28,0	11,0	71,8	14,3	36,7	5,2001	Оптимальное
	100	31	10	30,5	10,5	74,4	14,8	36,1	5,7933	
	100	33	10	38,0	5,0	88,4	14,5	34,7	8,4754	
	100	35	10	40,5	4,5	90,0	15,1	33,6	8,6720	
	100	37	10	41	6,0	87,2	15,9	33,8	8,7390	
	100	39	10	44	5,0	89,8	17,3	35,3	8,7940	
	100	41	10	—	0	100	0	0	—	

ко использование концентрированных растворов NaOH ограничивается из-за амфотерности геля Al(OH)₃. При незначительной передозировке NaOH, которая может появляться в промышленных условиях, гель Al(OH)₃ переходит в растворимую форму – алюминат натрия NaAlO₂.

В табл. 11.6 приведены результаты лабораторных исследований по определению оптимального соотношения объемов водных растворов Na₃PO₄, Na₂CO₃, NaOH, и алюмохлорида, взятого в товарной форме. Методика исследований заключалась в следующем. В мерные цилиндры емкостью 50 мл наливали по 10 мл алюмохлорида, затем приливали различные объемы растворов Na₃PO₄, Na₂CO₃, NaOH. После перемешивания и отстаивания в течение суток определяли объем геля и надосадочной жидкости. Затем содержимое цилиндров переносили на фильтр, определяли объем фильтрата, отделившегося в течение 2 ч. Осадок высушивали в муфельной печи до постоянной массы.

Результаты исследований показали, что при использовании в качестве щелочного агента NaOH оптимальное соотношение алюмохлорида в товарной форме (плотность 1239,3 кг/м³) и раствора NaOH с концентрацией 200 г/л составляет 1:1,4. Избыток и недостаток NaOH приводит к резкому уменьшению объема осадка и увеличению объема фильтрата. При использовании в качестве щелочного раствора Na₂CO₃ оптимальное объемное соотношение алюмохлорида в товарной форме и раствора Na₂CO₃ с концентрацией 150 г/л составляет 1:2,2. При этом соотношении образуется максимальная масса осадка, влияние избытка или недостатка щелочного реагента незначительно.

Сопоставление полученных данных с теоретическими расчетами показало хорошую сходимость (см. табл. 11.7). В

Таблица 11.7

Сопоставление расчетных данных и результатов лабораторных исследований по определению оптимального соотношения алюмохлорида и щелочных реагентов

Алюмохлорид		Щелочной реагент		Оптимальное соотношение объемов	
Плотность, кг/м ³	Концентрация, г/л	Формула	Концентрация, г/л	по результатам лабораторных исследований	согласно стехиометрическому соотношению реакции взаимодействия
1,2393	286,0	NaOH	200	1:1,4	1:1,29
1,2393	286,0	Na ₂ CO ₃	150	1:2,2	1:2,27
1,2393	286,0	Na ₃ PO ₄	100	1:3,5	1:3,52

Таблица 11.8

Результаты лабораторного определения объема образующегося геля при различных концентрациях щелочного реагента и алюмохлорида, взятых в эквивалентных соотношениях

Концентрация алюмохлорида, г/л	Щелочной реагент	Объем геля, мл на 100 мл исходной смеси при концентрации щелочного реагента, г/л					
		200	150	100	50	25	10
286,0	Na ₂ CO ₃	—	100	100	92	80	61
214,5	Na ₂ CO ₃	—	100	98	91	79	60
143,0	Na ₂ CO ₃	—	99	97	90	78	59
71,5	Na ₂ CO ₃	—	92	90	84	75	55
28,6	Na ₂ CO ₃	—	62	60	58	50	45
286,0	NaOH	100	100	100	90	75	59
214,5	NaOH	100	100	95	75	70	50
143,0	NaOH	96	94	92	72	64	45
71,5	NaOH	90	85	82	69	60	40
28,6	NaOH	58	50	42	35	30	25
286,0	Na ₃ PO ₄	—	—	80	75	68	50
214,5	Na ₃ PO ₄	—	—	78	73	58	42
143,0	Na ₃ PO ₄	—	—	75	70	44	35
71,5	Na ₃ PO ₄	—	—	60	47	37	27
28,6	Na ₃ PO ₄	—	—	35	31	26	20

Таблица 11.9

Свойства гелеобразного осадка при взаимодействии алюмохлорида и раствора карбоната натрия

Концентрация алюмохлорида, г/л	Показатели	Концентрация карбоната натрия, % (по массе)					
		15	12,5	10	7,5	5	3
286,0	Вязкость геля, мПа·с	Не течет	19,5	14	7,6	4,6	4,0
286,0	Объем отстоявшегося осадка, % ко всему объему	98	96	91	86	83	73
143,0		98	94	87	83	80	70

табл. 11.8 приведены данные лабораторных исследований по определению объема осадка, образованного алюмохлоридом и щелочными реагентами, взятыми в эквивалентных количествах.

Полученные данные показывают, что при уменьшении концентрации одного из взятых веществ для сохранения эквивалентного соотношения реагентов необходимо увеличить объем раствора, но это приводит к уменьшению объема геля относительно общего объема смеси. Например, при снижении концентрации карбоната натрия в растворе с 15 до 3 %

(табл. 11.9) за счет увеличения объема рабочего раствора, объем геля по отношению к общему объему смеси уменьшается с 98 до 73 %, хотя масса осадка при этом будет постоянной. Свойства образующегося геля будут существенно изменены в сторону ухудшения — на это указывает снижение вязкости геля до 4 мПа·с.

11.3. ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ АЛЮМОХЛОРИДА СО ЩЕЛОЧНЫМИ СТОКАМИ ПРОИЗВОДСТВА КАПРОЛАКТАМА

Щелочные стоки производства капролактама являются сложной смесью натриевых солей органических кислот с переменным составом в зависимости от выпускаемой партии конечного продукта. Поэтому определять оптимальное соотношение объемов товарных форм алюмохлорида и ЩСПК при их взаимодействии необходимо опытным путем.

При использовании в качестве щелочного реагента ЩСПК соотношение объемов алюмохлорида и ЩСПК определяется массовым содержанием активных компонентов, входящих в их состав. Ориентировочно на 1 объем алюмохлорида и ЩСПК была использована методика, приведенная выше для Na_3PO_4 , NaOH и Na_2CO_3 . Общий объем осадка при этом не определялся из-за его вспучивания, что приводит к определенным погрешностям при количественной оценке характеристик гелеобразования.

Оптимальным является соотношение объемов реагентов, при котором наблюдается наименьший объем фильтрата (рН фильтрата равен 7,2–7,6) и достигается наибольшая степень осаждения гелеобразного осадка.

Результаты лабораторных исследований приведены в табл. 11.10. Как следует из данных таблицы, оптимальное соотношение объемов алюмохлорида и ЩСПК в товарной форме составляет 1:2,0.

Исследования других образцов алюмохлорида и ЩСПК показало, что несмотря на колебания содержания активных компонентов в пересчете на сухое вещество в ЩСПК и алюмохлориде, оптимальное соотношение их объемов с точки зрения гелеобразования изменяется в пределах от 1:1,5 до 1:2,0.

Особенностью взаимодействия алюмохлорида со ЩСПК является выделение газа. Для установления состава выделяющегося газа были проведены специальные исследования на моделях пористых сред.

Таблица 11.10

Результаты лабораторных исследований по определению оптимального соотношения объемов алюмохлорида и ЩСПК, взятых в товарных формах, в процессах гелеобразования

Объем алюмохлорида ($\rho = 1,2393 \text{ г/см}^3$), см^3	Объем ЩСПК ($\rho = 1,1758 \text{ г/см}^3$), см^3	Соотношение объемов алюмохлорида и ЩСПК	Масса осадка, г	Объем фильтрата, см^3	Объем фильтрата к общему объему, %
10	15	1:1,5	8,9373	5,2	21
10	17,5	1:1,75	12,4802	4,1	15
10	20	1:2	14,3211	2,8	9
10	22,5	1:2,25	16,7993	3,3	10
10	25	1:2,5	18,8791	3,8	11
10	27,5	1:2,75	20,5204	4,1	11
10	30	1:3	23,3717	4,6	12

Модель однородного пласта, состоящего из цилиндрической трубки, заполненной кварцевым песком проницаемостью 3 мкм^2 , насыщали пластовой водой и нефтью Ромашкинского месторождения. Затем производили вытеснение нефти водой с минерализацией 130 г/л до стабилизации коэффициента вытеснения и полного обводнения вытесняемой жидкости. После этого в пласт последовательно закачивали водные растворы AlCl_3 и ЩСПК (товарные формы) в эквивалентных количествах для обеспечения полного взаимодействия. Закачку воды и оторочек реагентов, а также довытеснение остаточной нефти водой производили при постоянном давлении при различных температурах от 30° до 90° C .

Жидкость и газ на выходе из модели пласта собирали в специальные герметизированные газоотборники.

После прекращения выделения газа отборник отсоединяли от модели, специальным шприцем через пробирку отбирали пробу газа, измеряли его количество и определяли состав на хроматографе.

Результаты исследований показали, что при взаимодействии алюмохлорида и ЩСПК выделяется углекислый газ CO_2 без примесей. Удельное количество выделяемого газа составляет 12 см^3 на 10 см^3 смеси AlCl_3 и ЩСПК, взятых в эквивалентных количествах, в пересчете на реагирующие вещества.

Таким образом, среди исследованных щелочных реагентов карбонат натрия и ЩСПК обладают наиболее широким комплексом свойств, положительно влияющих на эффективность воздействия на нефтеводонасыщенный пласт, таких как:

образование осадка, не растворяющегося в избытке щелочного реагента;

выделение углекислого газа;
снижение межфазного натяжения на границе «водный раствор реагента — керосин», а следовательно, и с нефтью, что, безусловно, положительно отразится на нефтеотмывающих свойствах рассматриваемых композиций.

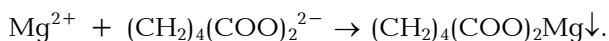
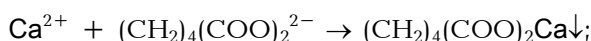
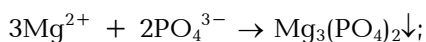
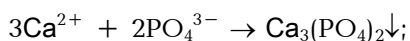
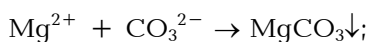
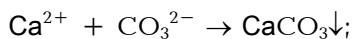
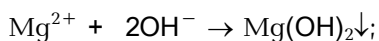
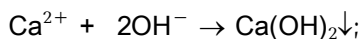
При закачивании в нефтяные пласты алюмохлорида и щелочного реагента на свойства образующегося геля влияет температура пласта, равная 30–40 °С для месторождений Татарстана и 60–90 °С для месторождений Западной Сибири. В целях изучения влияния температуры на массу образующегося осадка при взаимодействии алюмохлорида и щелочных реагентов были проведены специальные исследования по следующей методике.

В цилиндры емкостью 50 мл наливали по 10 мл алюмохлорида, к которому добавляли водные растворы щелочных реагентов в оптимальных соотношениях. После перемешивания смесь термостатировалась при заданной температуре в течение 2–4 ч. Затем определяли объем осадка после его сушки до постоянной массы.

Результаты проведенных исследований показали, что температурное воздействие и длительность хранения не приводят к разрушению осадка.

Кроме расхода щелочи на образование водоизолирующей массы в пластовых условиях необходимо учитывать расход щелочи на взаимодействие с компонентами пластовой системы.

В составе пластовых вод наиболее широко представлены ионы Ca^{2+} и Mg^{2+} , которые являются солями жесткости и реагируют со щелочными реагентами:



Определение полного расхода щелочи на взаимодействие с солями пластовых вод не представляется возможным. Однако учитывая минерализацию вод и проведя ряд химических анализов, мы с соавторами установили необходимость увеличения расхода до 5 % от оптимальной концентрации исходных реагентов для условий пластов Западной Сибири и до 10 % – для месторождений Татарстана.

В табл. 11.11 приведены оптимальные объемные соотношения алюмохлорида (товарная форма) и растворов NaOH, Na₂CO₃, Na₃PO₄ и ЩСПК для закачки в нефтяные пласты с учетом минерализации пластовых вод. Образование малорастворимых осадков при взаимодействии растворов исследуемых композиций с пластовыми водами должно оказывать дополнительное положительное влияние на увеличение фильтрационного сопротивления водонасыщенных зон пласта.

Таким образом, результаты выполненных лабораторных исследований взаимодействия алюмохлорида со щелочными реагентами позволили установить следующее:

исследованные щелочные реагенты – тринатрийфосфат, карбонат натрия, едкий натр и ЩСПК при взаимодействии с алюмохлоридом и солями пластовых вод при оптимальных соотношениях алюмохлорида и щелочных реагентов образуют гелеобразную массу;

в реакции взаимодействия алюмохлорида с гидроокисью натрия образовавшийся гель в избытке гидроокиси натрия

Таблица 11.11

Концентрации щелочных реагентов, соответствующие оптимальному соотношению объемов алюмохлорида в присутствии пластовых вод (для условий месторождений Татарстана)

Концентрация алюмохлорида, г/л	Щелочной реагент	Концентрация щелочного реагента, г/л	Соотношение объемов алюмохлорида и раствора щелочного реагента
286,0	NaOH	180	1:1,05
286,0	NaOH	240	1:0,80
286,0	NaOH	360	1:0,55
286,0	Na ₃ PO ₄	130	1:2,4
286,0	Na ₃ PO ₄	100	1:2,5
286,0	Na ₂ CO ₃	250	1:1,05
286,0	Na ₂ CO ₃	200	1:1,25
286,0	Na ₂ CO ₃	150	1:1,65
286,0	Na ₂ CO ₃	100	1:2,45
286,0	ЩСПК	Товарная форма	1:(1,6 – 2,2)

переходит в растворимую форму — алюминат натрия. При избытке карбоната натрия, тринатрийфосфата и ЩСПК растворение образовавшегося геля не происходит, что и предопределяет их выбор;

снижение концентрации взаимодействующих реагентов (AlCl_3 и щелочей) приводит к уменьшению объема образующегося геля, что позволяет регулировать степень воздействия на пласт;

образующийся гель устойчив во времени, не разрушается при повышении температуры до $90\text{ }^\circ\text{C}$;

водные растворы щелочных реагентов обладают хорошей смачиваемостью, снижают межфазное натяжение на границе с нефтью;

при взаимодействии AlCl_3 с Na_2CO_3 и ЩСПК выделяется углекислый газ (CO_2), который способствует более полному вытеснению нефти из пласта.

11.4. ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ ИЗ МОДЕЛЕЙ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ АЛЮМОХЛОРИДА И ЩЕЛОЧНЫХ РЕАГЕНТОВ

Исследования, результаты которых были описаны в предыдущем подразделе, позволили обосновать принципиальную возможность создания ряда технологий УНП с использованием алюмохлорида и некоторых щелочных реагентов. Наиболее перспективными оказались композиции химических реагентов на основе алюмохлорида, кальцинированной соды и ЩСПК.

Дальнейшие лабораторные исследования по выбору оптимальных составов технологических жидкостей, рекомендованных к применению в технологиях УНП, проводились на моделях пласта. Опыты были проведены в два этапа. На первом этапе на моделях однородного пласта изучались процессы гелеобразования в пористой среде и вопросы, связанные с обеспечением максимального остаточного сопротивления для воды в промытых высокопроницаемых зонах пласта. На втором этапе были исследованы оптимальные параметры технологических жидкостей и режимов их закачки в пласт.

В исследованиях первого этапа использовались модели однородного пласта, представляющие собой цилиндрические трубки из нержавеющей стали длиной 1 м и диаметром

0,03 м, заполненные кварцевым песком широкой фракции. В качестве реагентов применяли алюмохлорид и карбонат натрия. Модели нефти готовили из дегазированной нефти Ромашкинского месторождения, добавляя керосин до необходимой вязкости. Модели вод имели состав, соответствующий составу пластовых вод. Физико-химические свойства жидкостей, использованных при моделировании пластовых процессов, приведены в табл. 11.12.

Модель пласта после вакуумирования насыщали пластовой водой, а затем моделью нефти. Остаточная водонасыщенность при этом составляла 20–25 %.

Процесс вытеснения нефти водой, закачку оторочек и продвижение их водой производили в режиме постоянного давления на входе кернодержателя.

Вытеснение нефти из моделей пористых сред производилось промысловой сточной водой, используемой в системе ППД Ромашкинского месторождения, до полного обводнения вытесняемой жидкости и стабилизации коэффициента вытеснения. Остаточная нефтенасыщенность в конце процесса вытеснения в зависимости от коэффициента проницаемости пористой среды изменялась в диапазоне 25–30 %. Таким образом, процессы осадко-гелеобразования в моделях пласта после закачки растворов химических продуктов происходили в присутствии остаточной нефти.

Затем в промытый водой пласт последовательно закачивали оторочки химических растворов хлористого алюминия и карбоната натрия, а между ними в качестве буфера оторочку пресной воды в количестве 0,025 порового объема (п.о.), что практически исключало выпадение осадка гидроокисей кальция и магния при контакте карбоната натрия с пластовой водой. После оторочки раствора карбоната натрия создавалась буферная оторочка пресной воды размером 0,03 п.о.

Таблица 11.12

Физико-химические свойства жидкостей, использованных в лабораторных опытах по изучению процессов гелеобразования при температуре 30–90 °С

Месторождение	Жидкости	Минерализация, г/л	Плотность, кг/м ³	Вязкость, мПа·с	Температура, °С
Ромашкинское	Пластовая вода	270	1183	1,52	30–90
	Модель нефти	—	832	3,77	30–90
	Модель нагнетаемой воды	130	1089	1,10	30–90

Влияние процесса гелеобразования на фильтрационные характеристики пористой среды оценивалось по изменению скорости фильтрации воды после закачки композиции в модель пласта:

$$\bar{v} = \frac{v_1 - v_2}{v_1}, \quad (11.12)$$

где v_1 – скорость фильтрации воды до обработки; v_2 – скорость фильтрации воды после обработки и прокачивания через модель 0,5 п.о. воды за оторочкой алюмохлорида.

Известно, что на процессы гелеобразования, свойства образовавшегося геля и формирование остаточного фильтрационного сопротивления для воды существенно влиял концентрации применяемых химических продуктов в технологических жидкостях и размеры создавшихся оторочек. Поэтому изменялись как концентрации растворов, так и их объемы. В начале изучалось влияние объема оторочки раствора карбоната натрия при неизменном размере оторочки алюмохлорида, на втором этапе изменялись размеры оторочки алюмохлорида при постоянном объеме раствора карбоната натрия. Концентрации хлористого алюминия и карбоната натрия в растворах составляли соответственно 200 и 150 г/л. Результаты экспериментальных исследований представлены в табл. 11.13 и на рис. 11.3, 11.4, из которых следует, что с ростом концентрации алюмохлорида и карбоната натрия и уве-

Таблица 11.13

Результаты исследований процессов снижения скорости фильтрации воды после закачки композиции алюмохлорида и карбоната натрия для условий Ромашкинского месторождения

Но- мер опыта	Скорость фильтрации к концу первичного заводнения, м/сут	Оторочки				Фильтрационные характеристики после оторочек	
		алюмохлорида		раствора карбо- ната натрия		Скорость фильтра- ции после закачки оторочек химреа- гентов, м/сут	Степень снижения скорости фильтра- ции воды, %
		Кон- цен- трация, г/л	Объем, п.о.	Кон- цен- трация, г/л	Объем, п.о.		
1	1,09	200	0,3	50	0,3	0,48	56
2	1,00	200	0,3	100	0,3	0,30	65
3	1,00	200	0,3	150	0,3	0,35	70
4	1,20	200	0,3	200	0,3	0,21	83
5	1,10	200	0,2	150	0,3	0,22	77
6	1,18	200	0,1	150	0,3	0,42	64

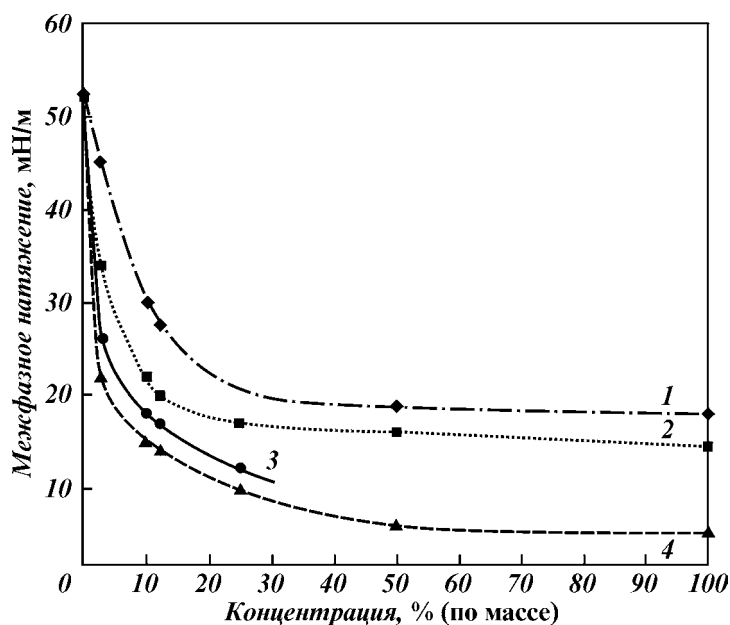


Рис. 11.3. Изменение межфазного натяжения растворов щелочных реагентов на границе с керосином в зависимости от их концентрации:
 1 — кальцинированная сода; 2 — едкий натрий; 3 — ЩСПК (товарная форма); 4 — тринатрийфосфат

личением объемов закачки технологических жидкостей наблюдается существенное уменьшение скорости фильтрации для воды.

Результаты лабораторных опытов, проведенных на моделях пористых сред, показали, что при последовательном закачивании алюмохлорида и раствора карбоната натрия представляется возможным изменять фильтрационные характеристики промытого водой пласта. При этом можно регулировать степень снижения скорости фильтрации путем изменения концентрации реагентов и объемов закачиваемых растворов. Полученные закономерности были использованы для обоснования оптимальных параметров технологии — УНП на основе применения алюмохлорида и карбоната натрия.

Решение этой задачи потребовало проведения дополнительного комплекса лабораторных исследований процессов вытеснения нефти из моделей послойно-неоднородных пластов без применения композиций химических реагентов и с

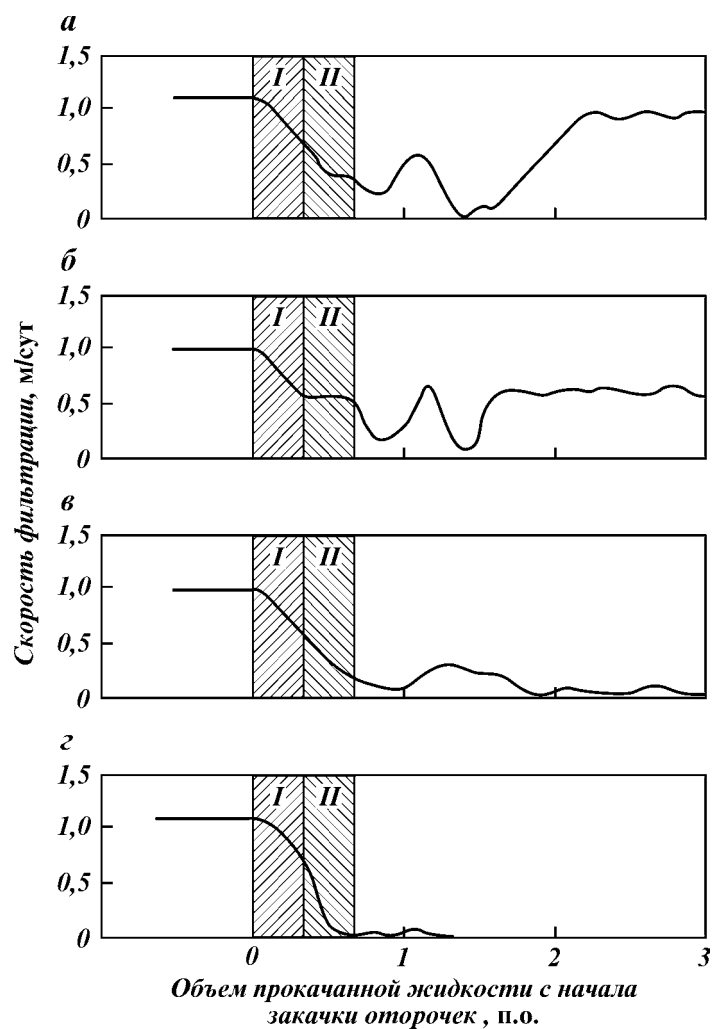


Рис. 11.4. Изменение скорости фильтрации воды при закачке в модель однородного пласта раствора карбоната натрия и алюмохлорида.
 Оторочки: I — алюмохлорида (0,3 порового объема) с содержанием хлористого алюминия 200 г/л (а, б, в, г); II — карбоната натрия (0,3 порового объема) концентрацией, г/л: а — 50; б — 100 г/л; в — 150; г — 200

их применением. В опытах изучалось влияние двух композиций химреагентов: « $\text{AlCl}_3 - \text{Na}_2\text{CO}_3$ » и « $\text{AlCl}_3 - \text{ЩСПК}$ ». Исследования проводились с соблюдением основных требований к лабораторным опытам по вытеснению нефти из мо-

делей неоднородных пластов, изложенных в разделах 5 и 6. Вытеснение нефти водой осуществлялось в режиме постоянного расхода вытесняющей жидкости.

Для образования связанной воды и начальной нефтенасыщенности модели пористой среды после вакуумирования насыщали дегазированной пластовой водой с последующим ее вытеснением моделью нефти, разбавленной керосином. Содержание связанной воды и нефти в пористой среде определялось объемно-весовым методом. Вытеснение нефти из модели пласта производилось при постоянной температуре, значение которой изменялось в пределах от 30 до 90 °С.

Методика проведения экспериментов заключается в следующем. Вначале нефть вытесняется закачиваемой водой с минерализацией 130 г/л до стабилизации коэффициента вытеснения вытесняемой жидкости из высокопроницаемого пропластка и стабилизации фильтрационных характеристик. После этого в пласт закачиваются оторочки технологических жидкостей. Продвижение оторочек растворов химреагентов заданных размеров производится закачиваемой минерализованной водой с содержанием солей 130 г/л до новой стабилизации фильтрационных характеристик. Промывка модели пласта закачиваемой водой продолжается до полного обводнения вытесняемой жидкости и стабилизации коэффициента вытеснения.

Эффективность воздействия оценивается по остаточному фактору сопротивления пористой среды при фильтрации воды и по приросту коэффициента вытеснения нефти из модели пористой среды. Первый из них позволяет оценить воздействие технологической жидкости на фильтрационные характеристики, а второй — полноту вытеснения нефти из модели пласта.

Остаточный фактор сопротивления $R_{ост}$ рассчитывается как отношение подвижностей воды k/μ_v , фильтрующейся по высокопроницаемому пропластку, до и после закачки оторочек технологических жидкостей.

Прирост среднего коэффициента вытеснения для модели в целом, а также по отдельным пропласткам определялся по величине дополнительно вытесненной нефти после воздействия на пласт.

В условиях неоднородных пластов влияние ограничения фильтрации воды пласта оценивается по изменению его работающей толщины при частичном заводнении. Коэффициент охвата определяется как отношение порового объема

продуктивного пласта, охваченного вытеснением, ко всему поровому объему.

В табл. 11.14 и 11.15, на рис. 11.5 и 11.6 приведены результаты лабораторных исследований по фильтрации и вытеснению нефти на моделях послойно-неоднородных пластов без применения композиций на основе алюмохлорида и других химических продуктов и с их применением. Анализ этих данных показывает следующее.

При первичном вытеснении нефти водой происходит опережающее заводнение высокопроницаемого пропластка. При обводненности вытесняемой жидкости из высокопроницаемого прослоя, равной 100 %, коэффициент вытеснения по нему достигает 64–75 %, и из этих пропластков нефть в дальнейшем не вытесняется. К этому моменту времени в низкопроницаемых пропластках продолжается безводное вытеснение нефти, коэффициент вытеснения перед закачкой оторочки составляет всего 2–10 %. Обводненность продукции, отбираемой из пласта в целом, достигает 98–99 %, а средний коэффициент вытеснения нефти по модели в целом – 38–48 %. При более высокой степени неоднородности пластов в конце первичного вытеснения нефти скорость фильтрации по низкопроницаемому пропластку снижается до нуля, т.е. происходит практическое отключение его из разработки. Таким образом, низкопроницаемые пропластки оказываются невыработанными до конца и характеризуются высокой остаточной нефтенасыщенностью. Аналогичная закономерность наблюдается и в реальных пластах, где основная масса закачиваемой воды фильтруется по наиболее проницаемым зонам, не оказывая существенного влияния на извлечение нефти из менее проницаемых пропластков.

Из динамики нефтевытеснения по модели в целом и по отдельным пропласткам следует, что последовательная закачка хлорида алюминия с раствором карбоната натрия приводит к росту остаточного сопротивления ($R_{ост}$) и сглаживанию степени неоднородности пласта по коэффициенту подвижности, что приводит к перераспределению закачиваемой воды по пропласткам неоднородного пласта. Это является следствием фильтрации закачиваемых реагентов преимущественно в высокопроницаемый пропласток. При взаимодействии закачиваемых реагентов между собой образующийся гель адсорбируется в пласте и создает остаточный фактор сопротивления для фильтрации воды, закачиваемой после оторочек химпродуктов. В результате по высокопроницаемому пропластку скорость фильтрации уменьшается, а по низкопрони-

Таблица 11.14

Результаты исследования фильтрационных характеристик неоднородных пластов при прокачивании растворов хлорида алюминия (АХ) и Na_2CO_3

Но- мер- моде- ли	Характеристики пористой среды			Результаты первичного вытеснения водой			Оторочки	Кон- цен- трация реа- гента, г/л	Объем отороч- ки, п.о.	Показатели при вторичном вытеснении (2 п.о.)		
	Прони- цае- мость, мкм ²	Порис- тость, %	Нефте- насы- щен- ность, %	Кэф- фициент вытес- нения, %	Средний коэф- фициент вытес- нения, %	Обвод- нен- ность вытес- няемой жидко- сти, %				Кэф- фициент нефте- вытес- нения, %	Средний коэф- фициент вытес- нения, %	Прирост средне- го ко- эффи- циента вытес- нения, %
1	3,6 0,254	29,9 25,3	77,7 73,1	64,4	—	100	I — АХ	100	0,06	64,4	—	—
				1,5	—	0	II — проточ- ная вода	—	0,025	5,0	—	—
				—	36,5	99,4	III — Na_2CO_3 IV — проточ- ная вода	50	0,14 0,025	—	39,6	3,1
2	3,69 0,262	29,7 25,8	74,9 74,5	64,7	—	100	I — АХ	100	0,06	64,7	—	—
				10,3	—	0	II — проточ- ная вода	—	0,025	29,3	—	—
				—	39,6	45,2	III — Na_2CO_3 IV — проточ- ная вода	100	0,15 0,025	—	48,6	9,0
3	2,52 0,25	29,6 23,1	71,9 72,9	75,6	—	100	I — АХ	230	0,06	75,6	—	—
				10,6	—	0	II — проточ- ная вода	—	0,025	46,2	—	—
				—	46,8	38,5	III — Na_2CO_3 IV — проточ- ная вода	200	0,20 0,025	—	63,7	16,9

Таблица 11.15

Результаты исследования фильтрационных характеристик неоднородных пластов
(для условий Ромашкинского месторождения) с использованием алюмохлорида и ЩСПК

Но- мер опыта	Характеристики порис- той среды			Результаты первичного вытеснения водой			Состав оторочки	Кон- цен- трация реаген- та, г/ л	Объем отороч- ки, п.о.	Прирост среднего коэффициента вытес- нения (%) после про- качивания вытесняе- мой жидкости в (ко- личестве), п.о.				Оста- точный фактор сопро- тивле- ния ($R_{ост}$)
	Прони- цае- мость, мкм ²	Порис- тость, %	Нефте- насы- щен- ность, %	Коеф- фициент нефте- вытес- нения, %	Средний коэф- фициент вытес- нения, %	Обвод- нен- ность вытес- няемой жидко- сти, %				0,5	1,0	1,5	2,0	
1	3,50 0,255	28,0 24,0	72,0 67,0	67,7 12,6 —	— — 43,4	100 0 97,3	I — АХ	25	0,06					
										0,2	0,3	0,4	0,5	1,38
2	2,72 0,265	29,3 25,7	70,5 74,2	63,9 13,6 —	— — 39,8	100 0 96,1	I — ЩСПК	30	0,14					
										0,1	0,3	0,4	0,4	1,10
3	3,30 0,265	30,1 23,0	68,9 74,8	61,0 6,6 —	— — 36,3	100 0 98,0	I — АХ II — ЩСПК	25 30	0,06 0,14					
										5,0	12,1	16,3	19,7	2,53

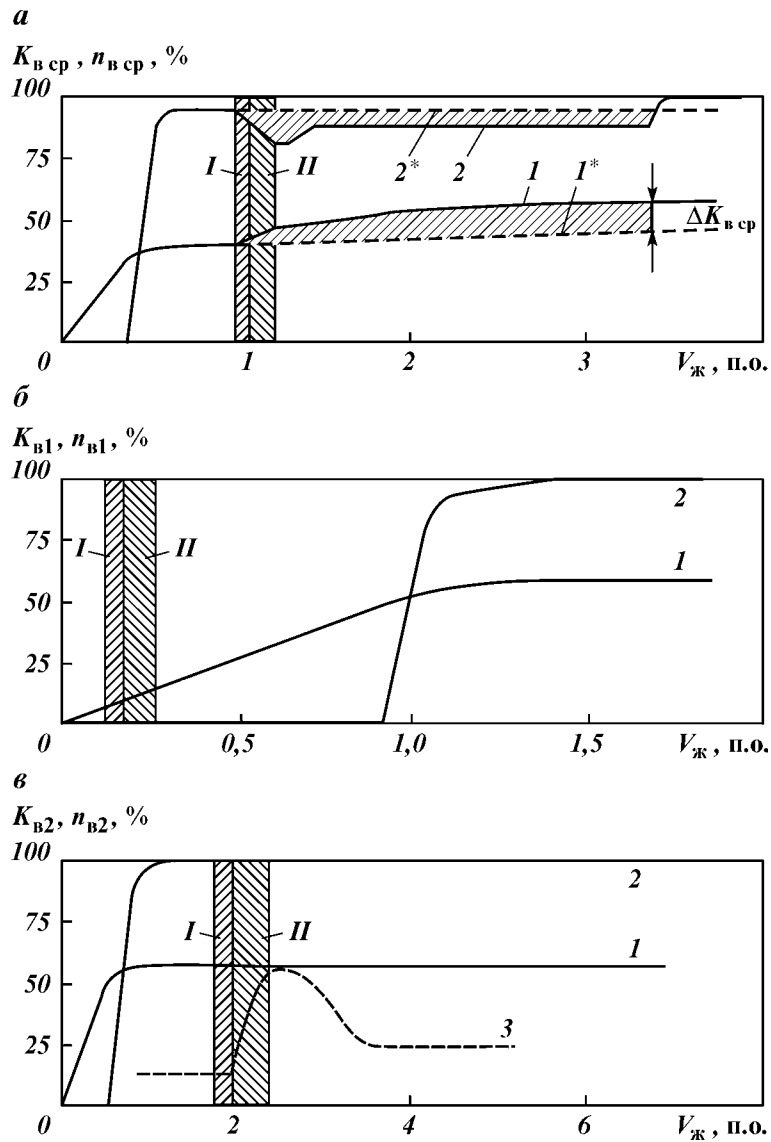


Рис. 11.5. Динамика процесса вытеснения нефти из модели пласта водой и с применением композиции алюмохлорида и карбоната натрия:

a — по пласту в целом, *б* — по низкопроницаемому пропластку, *в* — по высокопроницаемому пропластку. Оторочки: *I* — алюмохлорида, *II* — карбоната натрия: *1* — средний коэффициент вытеснения $K_{в\text{ ср}}$ (*a*) и коэффициенты вытеснения нефти по пропласткам $K_{в1}$ и $K_{в2}$ (*б* и *в*); *2* — обводненность вытесняемой жидкости $n_{в\text{ ср}}, n_{в1}, n_{в2}$; *2** — базовое значение обводненности продукции; *3* — фильтрационное сопротивление; $\Delta K_{в\text{ ср}}$ — прирост среднего коэффициента вытеснения

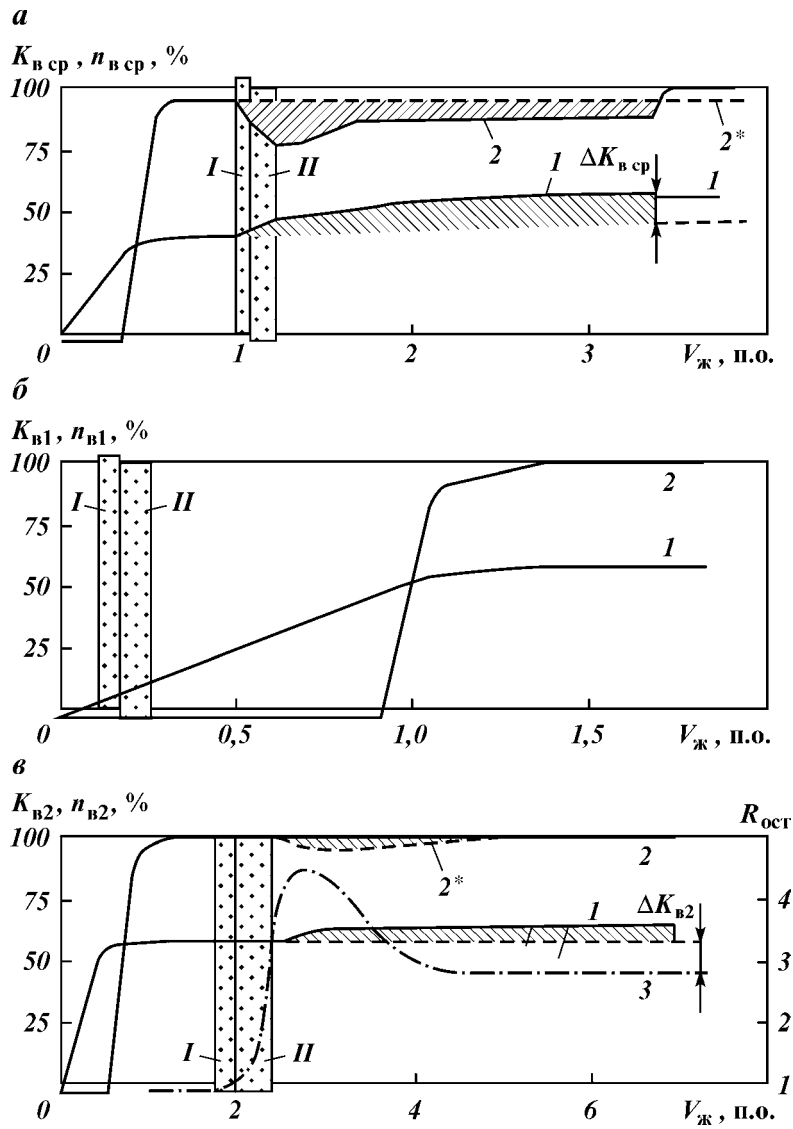


Рис. 11.6. Динамика процесса вытеснения нефти из модели неоднородного пласта водой и с применением композиции алюмохлорида и ЩСПК: а — по пласту в целом, б — по низкопроницаемому пропластку, в — по высокопроницаемому пропластку. Оторочки: I — алюмохлорида, II — ЩСПК; 1 — средний коэффициент вытеснения $\bar{K}_{в\text{ ср}}$ (а), коэффициенты вытеснения для пропластков $K_{в1}$ и $K_{в2}$ (б и в); 2 — обводненность вытесняемой жидкости $n_{в\text{ ср}}, n_{в1}, n_{в2}$; 2* — базовое значение обводненности; 3 — фильтрационное сопротивление

цаемому возрастает. Как видно, из данных табл. 11.14, эти изменения в пласте после закачки AlCl_3 и Na_2CO_3 обеспечили прирост среднего коэффициента вытеснения нефти в лабораторных условиях на 3,1–16,9 %.

Прирост коэффициента вытеснения нефти зависит от концентрации применяемых химических продуктов и объемов создаваемых в пласте оторочек технологических жидкостей. С увеличением этих параметров возрастает значение остаточного сопротивления для воды и происходит увеличение коэффициента вытеснения нефти из низкопроницаемого пропластка.

Аналогичный комплекс лабораторных исследований по фильтрации и вытеснению нефти из моделей послойно-неоднородных пластов был выполнен с использованием алюмохлорида и ЩСПК. На первом этапе исследований для вытеснения остаточной нефти использовали каждый реагент в отдельности, т.е. алюмохлорид и ЩСПК в товарной форме. Как и в предыдущих экспериментах, были использованы модели неоднородного пласта с соотношением проницаемости пропластков 10–15. Плотность и вязкость насыщающей воды составили соответственно 1183 кг/м^3 и $1,82 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, модели нефти – 833 кг/м^3 и $3,86 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Опыты проводились в широком диапазоне изменения температуры пласта ($30\text{--}90 \text{ }^\circ\text{C}$). В табл. 11.15 и на рис. 11.5 приведены результаты этих исследований, выполненных применительно к условиям Ромашкинского месторождения. Анализ результатов лабораторных опытов позволяет сделать следующие выводы.

Использование алюмохлорида и щелочного реагента в отдельности не позволяет существенно повлиять на фильтрационные характеристики высокопроницаемого промытого водой пропластка. При этом остаточное фильтрационное сопротивление для воды не превышает 1,40, что практически не влияет на извлечение нефти из низкопроницаемого прослоя. После последовательной закачки алюмохлорида и ЩСПК с соотношением объемов 1:1,5 при тех же условиях остаточное сопротивление для воды в высокопроницаемом прослое возрастает до 2,53 и прирост среднего коэффициента вытеснения из модели пласта увеличивается до 19,7 % (см. табл. 11.15, рис. 11.5).

Образование водоизолирующей массы, повышающей фильтрационное сопротивление пористой среды, происходит в основном в высокопроницаемом прослое неоднородного пласта, что приводит к увеличению охвата его воздействием, т.е. подключению в процесс вытеснения малопроницаемого

пропластка, в результате чего происходит извлечение дополнительной нефти из низкопроницаемого пропластка.

Таким образом, лабораторные исследования показали, что применение композиции « AlCl_3 – ЩСПК» позволяет увеличить фильтрационное сопротивление промытых водой высокопроницаемых интервалов пласта и извлечь остаточную нефть из низкопроницаемых прослоев за счет улучшения охвата пласта воздействием. В связи с этим были проведены дополнительные лабораторные исследования по изучению механизма увеличения нефтеотдачи неоднородного пласта и изменения остаточного фильтрационного сопротивления промытых зон пористой среды в зависимости от следующих факторов:

- концентрации хлоридов алюминия и ЩСПК в технологических жидкостях;

- объемного соотношения растворов алюмохлорида и ЩСПК при различных концентрациях;

- последовательности закачки алюмохлорида и ЩСПК;

- суммарных объемов создаваемых в пласте технологических жидкостей;

- технологических перерывов (пауз) в процессе обработки пласта;

- цикличности закачки технологических жидкостей;

- применения наполнителей.

Результаты экспериментальных исследований зависимости технологических показателей от концентрации реагентов приведены на рис. 11.7 и 11.8. Анализ данных показывает, что с повышением концентрации AlCl_3 и ЩСПК коэффициент нефтеотдачи пластов увеличивается, и наоборот, со снижением их концентрации происходит ухудшение всех показателей эффективности процесса извлечения остаточной нефти. К концу закачки оторочек алюмохлорида и ЩСПК остаточный фактор сопротивления для воды при изменении концентрации AlCl_3 от 5 до 25 % (по массе), ЩСПК – от 6 до 30 % (по массе) изменяется от 1,50 до 4,14.

Изучалось влияние избыточного количества ЩСПК в технологических жидкостях, превышающего стехиометрическое соотношение в реакции между алюмохлоридом и ЩСПК, на процесс образования геля. Соотношение объемов алюмохлорида со ЩСПК составило 1:2,5 вместо 1:1,5, при котором берутся эквивалентные количества реагентов. Результаты исследований показали, что избыток ЩСПК приводит к снижению остаточного фактора сопротивления для воды в высокопроницаемом пропластке, и это сопровождалось в опытах

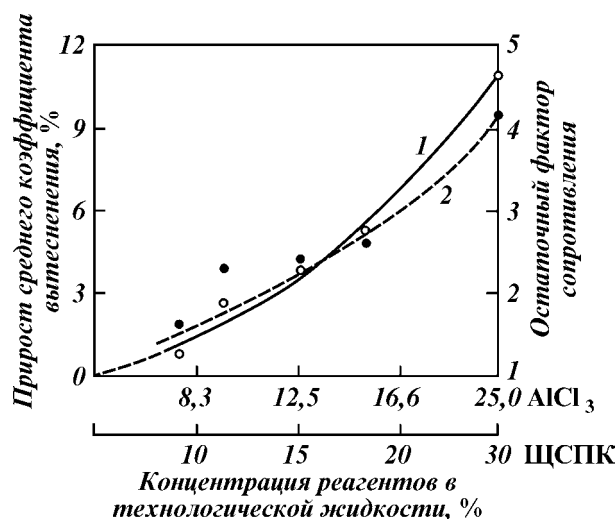


Рис. 11.7. Зависимость остаточного фактора сопротивления для фильтрации воды в высокопроницаемом прослое пласта и прироста среднего коэффициента вытеснения от концентраций AlCl_3 и ЩСПК в технологических жидкостях:

1 — прирост среднего коэффициента вытеснения; 2 — остаточный фактор сопротивления

уменьшением прироста среднего коэффициента вытеснения нефти. Механизм изучаемого явления заключается в том, что гель, образующийся при взаимодействии алюмохлорида со ЩСПК, растворяется в сильнощелочной среде ($\text{pH} = 9,5 - 10$).

В лабораторных опытах исследовалось влияние очередности закачивания технологических жидкостей на процесс вытеснения нефти и остаточный фактор сопротивления.

При прочих одинаковых условиях в одну из моделей пластов закачивались сначала алюмохлорид, затем ЩСПК, а в другую — сначала ЩСПК и затем алюмохлорид. Анализ результатов этих экспериментов показал, что при закачке по первому варианту — алюмохлорид, затем ЩСПК в один цикл эффективность по величине $R_{\text{ост}}$ выше на 56 %, а по приросту нефтеотдачи — на 62,7 %. При закачивании в два цикла и разбавлении растворов в 2 раза преимущество технологической схемы закачки $\text{AlCl}_3 - \text{ЩСПК}$ очевидно — эффективность ее на 59,7 % выше, чем при закачке ЩСПК — AlCl_3 (см. рис. 11.8).

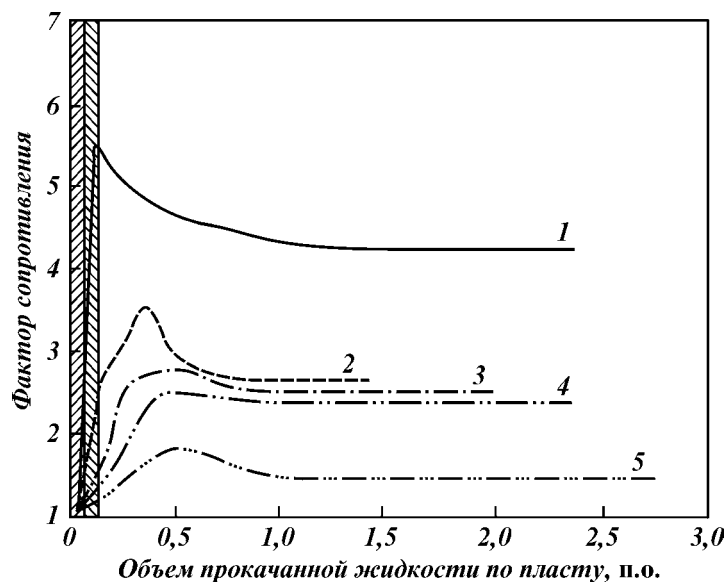


Рис. 11.8. Изменение фактора сопротивления высокопроницаемого пропластка модели неоднородного пласта в зависимости от концентрации алюминохлорида и ЩСПК в технологических жидкостях (размеры оторочек: $AlCl_3$ — 0,05 порового объема, ЩСПК — 0,075 порового объема):
 1 — $AlCl_3$ — 25 %, ЩСПК — 30 %; 2 — $AlCl_3$ — 16,6 %, ЩСПК — 20 %;
 3 — $AlCl_3$ — 12,5 %, ЩСПК — 15 %; 4 — $AlCl_3$ — 8,3 %, ЩСПК — 10 %, 5 — $AlCl_3$ — 5 %, ЩСПК — 6 %

Эти результаты показывают существенное снижение эффективности применения последовательности закачки по схеме «ЩСПК — алюминохлорид».

В экспериментах по изучению влияния наполнителей на технологический процесс повышения нефтеотдачи с применением $AlCl_3$ и ЩСПК была использована глинистая суспензия, которую вводили в щелочной реагент или в буферную жидкость. При введении 5%-ной суспензии глинопорошка в ЩСПК образуется густая масса темно-коричневого цвета. Закачивание такой суспензии приводит к резкому увеличению фильтрационного сопротивления пористой среды до 21,3 (см. рис. 11.8). Поэтому глинопорошок вводили отдельно в виде суспензии перед оторочкой ЩСПК или в составе буферной воды. Была проведена закачка ее в качестве продавочной жидкости. Как видно из рис. 11.8, остаточный фактор сопротивления в этих экспериментах после прокачки 1 п.о.

технологической жидкости составил 2,0–2,5 единицы. Несмотря на это, максимальный прирост коэффициента нефтеотдачи не превышает 16,7 %. Это объясняется, по-видимому, образованием глинистой корки на торце модели пласта, которая затем размывается. Вероятно, что на снижение эффективности влияют глины, содержащиеся в суспензии, которые интенсифицируют адсорбцию смолистых веществ, содержащихся в ЩСПК.

В специальных лабораторных опытах изучалось влияние объема буферной воды между оторочками алюмохлорида и ЩСПК и технологического перерыва (паузы), заключающейся в остановке процесса заводнения после прокачивания реагентов в пласт на 2,5 ч. Установлено [41], что увеличение объема буферной воды от 0,05 до 0,15 п.о. приводит к снижению прироста среднего коэффициента вытеснения нефти с 19,7 до 8,5 %, что является следствием разбавления реагентов в пористой среде. Поэтому следует уменьшать объем буферной воды в экспериментах на моделях пласта до 0,05 п.о., а в промысловых условиях сводить его к минимуму в зависимости от длины пути транспортирования реагентов до образования геля и ряда других условий. Выполнения этого условия можно добиться путем одновременно раздельной закачки растворов реагентов по двум каналам.

Проведена серия экспериментов по изучению влияния технологического перерыва на эффективность процесса обработки пласта. Обнаружено, что после остановки на 2,5 ч лабораторного эксперимента произошло резкое возрастание фильтрационного сопротивления в пласте до 12,15. Очевидно, это можно объяснить упрочнением структуры образующегося геля и наполнением его фильтрующимися частицами, находящимися в технологической жидкости. При повторном прерывании процесса закачки вытесняющей жидкости после нагнетания 2 поровых объемов рабочего агента произошло новое существенное повышение остаточного сопротивления. Однако следует отметить, что при этом ΔK_v достиг всего 8,7 %.

В экспериментах по изучению влияния циклов закачки хлорида алюминия и ЩСПК решались две задачи – определялась эффективность циклического закачивания реагентов при сохранении их концентрации как в базовых опытах и устанавливалось влияние на этот показатель их разбавления при сохранении исходного вещества в таком же количестве.

На основании данных опытов установлено, что увеличение циклов при закачке равного количества реагентов позволяет

увеличить коэффициент вытеснения до 20,4–22,8 % вместо 17,5–19,7 % в базовых экспериментах. Увеличение общего объема технологической жидкости и разбавление реагентов при сохранении количества $AlCl_3$ и ЩСПК равным количеству их в базовом эксперименте приводит к снижению коэффициента вытеснения. При трехкратном уменьшении концентрации $AlCl_3$ при неизменной концентрации ЩСПК (30 %) циклическая закачка обеспечивает прирост коэффициента вытеснения на 22 %. Разбавление ЩСПК во всех опытах приводило к снижению прироста коэффициента вытеснения, несмотря на сравнительно высокое значение остаточного сопротивления.

Моделирование ограничения притока пластовых вод в добывающую скважину с применением алюмохлорида со ЩСПК было осуществлено в специальном лабораторном опыте. После закачивания 0,05 п.о. $AlCl_3$ и 0,075 п.о. ЩСПК, оторочки воды в объеме 0,1 п.о. модели оставили в покое на 2 ч для реагирования. Затем закачку воды возобновили в прежнем режиме, но в обратном направлении, имитируя тем самым работу добывающей скважины после обработки водозащищающим составом. При этом обнаружен быстрый рост фильтрационного сопротивления пористой среды, затем резкое его снижение. Несмотря на последующее снижение фильтрационного сопротивления, поставленная в эксперименте цель была достигнута – значение $R_{ост}$ сохранилось на уровне 1,6 при фильтрации через модель пласта более 2,8 п.о. воды, что привело к увеличению коэффициента вытеснения нефти на 5,2 %. Эта технологическая схема была предложена для опытно-промышленных работ на месторождениях Татарстана и Западной Сибири.

В табл. 11.16 приведены результаты экспериментов, в которых достигнута наибольшая эффективность вытеснения остаточной нефти. Анализ данных показывает следующее:

при закачивании технологических жидкостей в один цикл максимальное значение прироста коэффициента вытеснения нефти достигается при концентрации алюмохлорида и ЩСПК 25 и 30 % соответственно;

при увеличении числа циклов закачивания реагентов прирост коэффициента вытеснения нефти возрастает с 19,7 до 21 %.

Установлено, что при увеличении числа циклов закачки алюмохлорида и ЩСПК многократное воздействие выделяющегося при взаимодействии реагентов диоксида углерода способствует увеличению коэффициента вытеснения.

Таблица 11.16

Технологические параметры закачивания алюмохлорида и ЩСПК, обеспечивающие максимальную нефтеотдачу

Состав оторочек и последовательность закачки компонентов	Концентрация химического продукта, %	Объем оторочек, п.о.	Объемное соотношение АХ:ЩСПК	Число циклов	Прирост среднего коэффициента вытеснения, %
I – АХ II – вода III – ЩСПК IV – вода ППД	25 30	0,05 0,01 0,075 1,7	1:1,5	1	15,5
I – АХ II – вода III – ЩСПК IV – вода ППД	25 30	0,05 0,01 0,075 2,31	1:1,5	1	17,5
I – АХ II – вода III – ЩСПК IV – вода ППД	25 30	0,05 0,01 0,075 3,28	1:1,5	1	19,7
I – АХ II – вода III – ЩСПК с ГС IV – вода ППД	25 30 1	0,05 0,01 0,075 2,20	1:1,5	1	18
I – АХ II – вода III – ЩСПК IV – вода ППД	12,5 30	0,05 0,005 0,025 3,06	2:1	3	21,6
I – АХ II – вода III – ЩСПК IV – вода ППД	25 30	0,017 0,005 0,025 3,0	1:1,5	3	20,4

Как отмечалось ранее, ЩСПК обладает лучшими нефтевытесняющими свойствами, чем вода, за счет снижения межфазного натяжения на границе с нефтью. При моделировании вытеснения нефти из пористой среды с применением $AlCl_3$ со ЩСПК влияние указанного фактора определялось путем измерения объема нефти, поступающей по высокопроницаемому пропластку неоднородного пласта.

В аналогичных экспериментах с использованием технологических жидкостей, не обладающих нефтевытесняющими свойствами, такое явление не наблюдается.

Прирост коэффициента вытеснения нефти из модели пористо-неоднородного пласта из-за влияния повышенной нефтевытесняющей способности ЩСПК в наших экспериментах составлял 3,57 %.

Таким образом, в результате выполнения комплекса лабо-

Таблица 11.17

Технологии закачки хлорида алюминия и ЩСПК, рекомендованные к первоочередным промышленным испытаниям и внедрению

Последовательность закачки	Состав технологической жидкости	Концентрация реагентов, %	Объем оторочек, п.о.	Объемное соотношение АХ : ЩСПК
I	Алюмохлорид	25	0,05	1:1,5–2
II	Вода	—	0,005	
III	ЩСПК	30	0,075	
IV	Вода (продавочная)	—	1,0 и более	
I	Алюмохлорид	25	0,05	1:1,4–1,8
II	Вода	—	0,005	
III	Na ₂ CO ₃	15	0,075	
IV	Вода (продавочная)	—	1,0 и более	

раторных исследований по разработке технологии извлечения остаточной нефти на основе использования алюмохлорида и щелочных реагентов установлено следующее:

технологии УНП, основанные на последовательном закачивании хлорида алюминия и щелочных реагентов в обводненный продуктивный пласт, позволяют извлечь остаточную нефть и увеличить конечную нефтеотдачу;

прирост коэффициента нефтеотдачи при закачивании в пласт AlCl₃ со ЩСПК достигается как в результате увеличения охвата пласта воздействием, так и повышения коэффициента вытеснения вследствие доотмыва остаточной нефти щелочно-кислотным составом и выделяющимся углекислым газом. Поэтому данная технология может быть отнесена к категории комплексных;

эффективность технологии УНП повышается с увеличением числа циклов закачки алюмохлорида и ЩСПК, а также концентрации закачиваемых реагентов;

применение больших объемов (>0,05 п.о.) пресной воды между алюмохлоридом и ЩСПК в качестве буферной жидкости приводит к снижению прироста коэффициента вытеснения нефти из пластов;

к первоочередным промышленным испытаниям рекомендованы две технологии УНП, характеристики которых приведены в табл. 11.17;

установлена принципиальная возможность применения разработанных технологий для ограничения притока вод в добывающие скважины закачиванием хлористого алюминия и ЩСПК по предложенной в настоящей книге технологической схеме.

11.5. ПРОМЫСЛОВЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ УНП НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЛЮМОХЛОРИДА И ЩЕЛОЧНЫХ РЕАГЕНТОВ

Из промышленной практики известно, что каждый метод увеличения нефтеотдачи пластов имеет преимущества и недостатки, и его оптимальное применение зависит от геолого-физических условий месторождения: коллекторских свойств пород и химического состава пластовых жидкостей. В связи с этим основные задачи промышленных исследований состояли в определении эффективности рассматриваемых МУН [156, 157, 163], выборе и обосновании оптимальных геолого-физических и технологических условий их применения.

При проведении экспериментов предусматривалось решение следующих задач:

- оценка оптимальных условий взаимодействия алюмохлорида ($AlCl_3$) со щелочными реагентами в условиях нефтеводонасыщенного коллектора, обеспечивающих максимальное повышение фильтрационного сопротивления обводненных зон и возможности вытеснения остаточной нефти из менее проницаемых его участков;

- определение оптимальных объемов оторочек алюмохлорида и щелочных реагентов, а также буферной воды, обеспечивающих эффективность проводимых операций в различных геолого-физических условиях пластов и с различной степенью их выработанности;

- выбор первоочередных объектов для проведения опытно-промышленных испытаний технологий УНП;

- разработка технологий комплексного действия с применением $AlCl_3$ – ЩСПК путем закачки реагентов через нагнетательные и добывающие скважины;

- оценка эффективности применения рассматриваемых УНП в условиях месторождений Татарстана и Западной Сибири.

В зависимости от физико-геологических условий применения и свойств химреагентов разработано множество технологических схем закачки в пласт химических реагентов. При разработке метода воздействия на остаточную нефть композициями на основе алюмохлорида со щелочными реагентами исходили из результатов лабораторных исследований, приведенных в предыдущих подразделах.

На рис. 11.9 показаны возможные технологические схемы

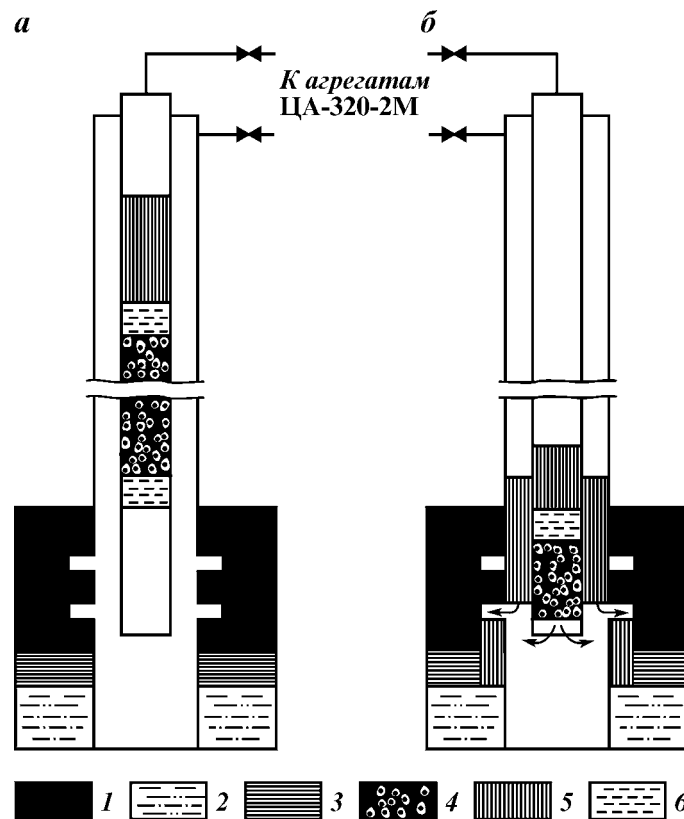


Рис. 11.9. Технологическая схема последовательной (а) и одновременно-раздельной (б) закачки алюминохлорида и щелочного реагента в пласт:
 1 — нефтенасыщенный песчаник; 2 — водонасыщенный песчаник; 3 — глина; 4 — алюминохлорид; 5 — щелочной реагент; 6 — пресная вода

закачки реагентов, разработанные по результатам моделирования вытеснения нефти из пористой среды в лабораторных условиях. Как видно из рис. 11.9, а, для алюминохлорида со ЩСПК принята типичная схема транспортирования химически активных реагентов с применением разделительной жидкости — воды. При этом дозировка их осуществляется с использованием мерных емкостей передвижных насосных агрегатов. Второй схемой (рис. 11.9, б) предусматривается одновременно раздельная закачка компонентов системы по разным каналам и смешение их в призабойной зоне пласта. В

обоих случаях призабойная зона пласта является редуктором для получения новой системы для воздействия на пласт.

Таким образом, технология воздействия системы « $AlCl_3$ – ЩСПК» на обводненные нефтяные пласты заключается в последовательно чередующейся и одновременно раздельной закачке в них алюмохлорида и ЩСПК через нагнетательные или добывающие скважины.

По схеме, предусматривающей закачивание реагентов в пласт через нагнетательные скважины, обработка пласта производится в следующей последовательности:

- определение приемистости пласта путем нагнетания воды;
- циклическая закачка реагентов по принятой схеме.

Исходя из результатов лабораторных исследований, были обоснованы объемы закачки реагентов в каждом цикле:

- 5–10 м³ – алюмохлорида;
- 1–2 м³ – воды в качестве разделительной жидкости;
- 7–15 м³ – ЩСПК или растворов других щелочных реагентов.

После закачивания растворов химреагентов вся система продавливается в пласт водой из системы ППД.

Объем технологической жидкости, так же как в других технологиях, рекомендуется определять по удельной приемистости скважины q при давлении нагнетания 10 МПа, которая рассчитывается по формуле

$$q = Q / h_{\text{раб}}, \quad (11.13)$$

где Q – общая приемистость пласта, м³/сут; $h_{\text{раб}}$ – работающая толщина пласта, м.

Оптимальные расходы технологических жидкостей следует определять по данным табл. 11.18, составленной на основе обобщения данных промысловых испытаний технологий УНП на основе ПДС и МПДС.

В добывающих скважинах рекомендован следующий порядок выполнения работ по обработке пласта:

Таблица 11.18

Оптимальные расходы технологической жидкости в зависимости от приемистости пласта при давлении нагнетания 10 МПа

Удельная приемистость, (м ³ /сут)/м	<50	50–100	100–150	150–200	> 200
Расход технологической жидкости, м ³ /м	10	20	25	30	40

останавливают закачку воды в нагнетательную скважину, гидродинамически связанную с добывающей;

определяют приемистость пласта закачиванием воды объемом не более $3-5 \text{ м}^3$;

закачивают в пласт $3-5 \text{ м}^3$ раствора алюмохлорида;

закачивают буферную жидкость — пресную воду объемом $0,5 \text{ м}^3$ для транспортирования реагентов по насосно-компрессорным трубам;

закачивают ЩСПК объемом $4,5-7,5 \text{ м}^3$;

закачивают буферную жидкость — пресную воду объемом $0,5 \text{ м}^3$.

Указанные циклы закачивания алюмохлорида и ЩСПК повторяют несколько раз в зависимости от дебита и приемистости скважин (табл. 11.19).

В добывающих скважинах при закачивании реагентов по технологической схеме (рис. 11.9, а) их продавка в пласт осуществляется водой в объеме, не превышающем объем НКТ более чем на $2-3 \text{ м}^3$, с тем, чтобы образующаяся водоизолирующая масса оставалась вблизи призабойной зоны скважины. Закачивание по схеме (рис. 11.9, б) позволяет задавливать AlCl_3 и ЩСПК, не разделяя реагенты водой, доставлять их непосредственно в призабойную зону.

Учитывая результаты моделирования вытеснения нефти из пористой среды, после проведения указанных выше операций рекомендуется остановить окружающие добывающие скважины на 24 ч для формирования геля в пласте.

После завершения циклов закачки компонентов технологическая жидкость из нагнетательной скважины продавливается в пласт водой в объеме, превышающем объем НКТ на 30–40 %. При этом одновременно определяется приемистость скважины.

Одной из главных задач при проведении опытно-промысловых работ по воздействию на продуктивные пласты является правильный выбор опытных участков месторождений, наиболее полно отвечающих условиям эффективного применения испытываемых технологий УНП. На эффективность

Таблица 11.19

Зависимость количества циклов закачки технологических жидкостей от дебита скважин

Дебит скважин, $\text{м}^3/\text{сут}$	20–30	30–40	40–60	Более 60
Количество циклов	3	4	5	6

гелеобразующих технологий существенно влияет степень истощения запасов (текущая нефтеотдача), толщина пласта, тип коллектора, фильтрационные характеристики пористой среды, состав и свойства породы, нефти, воды и др. При этом основными критериями являются неоднородность продуктивного пласта по проницаемости, низкий охват пласта заводнением, высокая обводненность добываемой продукции и достаточная приемистость водонагнетательных скважин. Промысловые опыты проводились на месторождениях Западной Сибири и Республики Татарстан.

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ РАБОТЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Опытно-промышленные работы по испытанию разработанной технологии проводились на Самотлорском месторождении АО «Черногорнефть», Пограничном, Западно-Суторминском АО «Ноябрьскнефтегаз», Покачевском и Урьевском АО «Лукойл-Лангепаснефтегаз».

Приведем краткое описание геолого-физических условий разработки опытных участков и режимов заводнения с целью обоснования выбора объектов для проведения опытно-промышленных испытаний.

Основные промышленные залежи нефти Самотлорского месторождения связаны с горизонтами АВ₁, АВ₂₋₃, АВ₄₋₅, БВ₈, БВ₁₀, некоторые параметры которых приведены в табл. 11.20 [58]. Одной из особенностей этих горизонтов является то, что коллекторы нефти в них представлены полимиктовыми песчаниками и алевролитами, которые содержат в среднем кварца 50 %, слюды 40 %, глины 10 %. Полимиктовый состав и гидрофильность при высоком содержании глинистых минералов определяют значительную удельную поверхность и остаточную водонасыщенность коллекторов месторождения, что имеет важное значение при выборе реагентов для воздействия на пласт.

Как следует из анализа данных табл. 11.20, продуктивные пласты Самотлорского месторождения различаются по нефтенасыщенной толщине 1,8–19,0 м по проницаемости (0,072–0,836 мкм²). Коэффициент вариации по проницаемости и пористости в 1,6–2,1 раза превышает аналогичный параметр Ромашкинского месторождения.

Улучшение коллекторских свойств и уменьшение глинистости в горизонте прослеживаются вниз по разрезу, что предопределяет неравномерность вытеснения нефти водой.

Таблица 11.20

**Геолого-физические параметры залежей нефти
Самотлорского месторождения**

Показатели	Горизонты				
	АВ ₁	АВ ₂₋₃	АВ ₄₋₅	БВ ₈	БВ ₁₀
Глубина, м	1611	1654	1687	2011 – 2026	2165
Нефтенасыщенная толщина, м	6,9	8,5	19,0	3,8 – 5,9	6,5
Проницаемость, мкм ²	0,196	0,151 – 0,676	0,863	0,072 – 0,836	0,098
Пористость, %	25,2	26,5	27,8	22,8 – 24,5	28,7
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,49	0,31	0,74	0,35 – 0,58	0,24
Коэффициент расчлененности, доли ед.	3,9	6,3	9,42	2,75 – 4,31	4,76
Начальное пластовое давление, МПа	17,6	17,6	17,6	21,1	21,6
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,0	11,6	13,3	10,1 – 10,6	10,2 – 10,4
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	1,45	1,51	2,13	1,13 – 1,15	1,0 – 1,15
Газосодержание, нм ³ /т	85,0	88,8	74,0	94,5 – 95,7	85,8 – 95,0
Плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м ³	0,840	0,840	0,860	0,832	0,825
Содержание серы, % (по массе)	1,2	1,1	1,3	1,0 – 1,2	1,0
Содержание парафина, % (по массе)	3,8	4,0	1,9	3,4 – 4,6	3,5

Наибольшее влияние на проницаемостную неоднородность продуктивных пластов Самотлорского месторождения оказывает глинистость, значение которой в пластах АВ₁₋₃ изменяется от 2,6 до 25 % (по массе). Наиболее благоприятными оказываются участки с повышенным содержанием нефти, достигающим 40 – 50 %. Как показано промысловыми исследованиями в условиях пласта БВ₈ Самотлорского месторождения, коэффициент текущего охвата в однородных пластах составил 0,58, а в неоднородных – 0,40 [87].

Характерной особенностью месторождений Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (НГП) является высокая степень микронеоднородности продуктивных пластов. Вариации значений проницаемости, пористости и связанной воды для коллекторов последних гораздо выше, чем для продуктивных терригенных коллекторов месторождений Волго-

Уральской НГП. Отличия эти в значительной мере обусловлены вещественным составом коллекторов.

Нефти Самотлорского месторождения легкие (плотность 730–840 кг/м³), парафинистые [1,8–4,5 % (по массе)], мало-сернистые [0,2–1,5 % (по массе)]. Динамическая вязкость нефтей различных залежей в пластовых условиях составляет 0,5–6,5 мПа·с, газонасыщенность 45–110 нм³/т, пластовая температура – 343–363 К. Как следует из приведенных данных, вязкость нефти в отдельных случаях незначительно отличается от вязкости воды.

Результаты приведенного анализа позволили выделить следующие критерии применимости метода в зависимости от особенностей физико-геологического строения продуктивных пластов на Самотлорском месторождении и свойств насыщающих их жидкостей, которые являются основой для проведения испытаний разработанных технологий с применением $AlCl_3$ со щелочными реагентами:

высокая степень неоднородности пород в разрезе скважин;

зональная неоднородность коллекторов;

микрон неоднородность и анизотропность монолитных пластов, связанные с присутствием в разрезе мелких пропластков с ухудшенной проницаемостью;

высокая обводненность добываемой продукции, равная 70–90 %, что подтверждает высокую дренированность продуктивного пласта;

сосредоточение в низкопроницаемых зонах остаточных запасов нефти, для вытеснения которых необходимо комплексное воздействие на пласт – одновременно с ограничением движения вод улучшить нефтевытеснение;

разработка месторождения с применением методов заводнения, приводящих к преждевременному обводнению добывающих скважин;

низкий коэффициент извлечения нефти, не превышающий 30–40 % от начальных геологических запасов;

высокая температура пласта, достигающая 90 °С.

Таким образом, условия разработки Самотлорского месторождения соответствуют требованиям, предъявляемым к объектам для испытаний новых технологий УНП как по геологическому строению, обводненности скважин, так и по выработанности пластов.

На Самотлорском месторождении первоочередные опытно-промышленные работы проводились на участках нагнетательных скважин 16290, 16287. На рис. 11.10 показана блок-

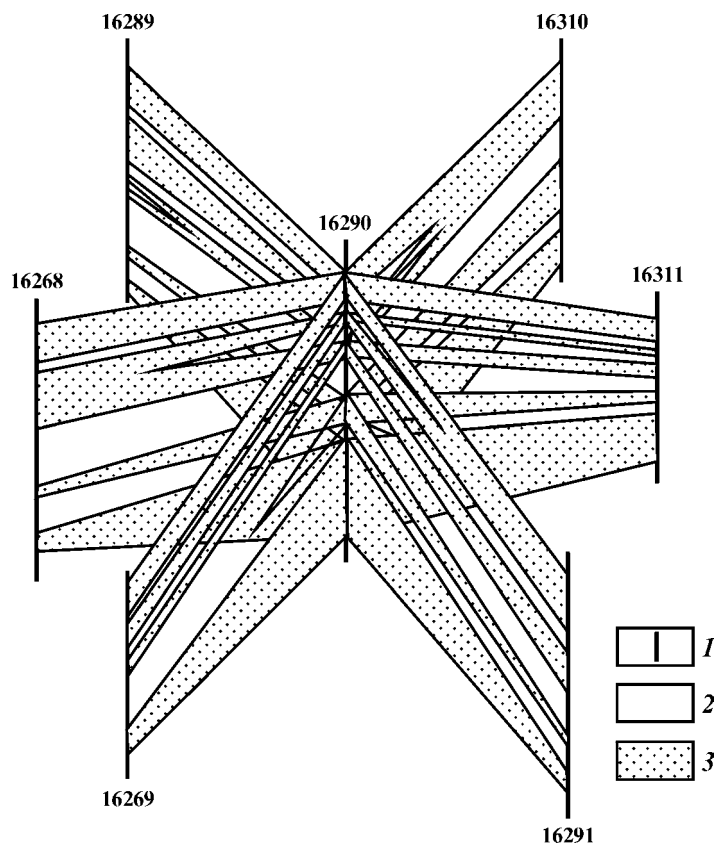


Рис. 11.10. Блок-схема построения участка пласта скв. 16290 Самотлорского месторождения:
 1 – интервал перфорации; 2 – глинистый пропласток; 3 – нефтенасыщенный пласт

схема опытного участка скв. 16290, построенная по данным геофизических исследований в добывающих скважинах, имеющих гидродинамическую связь с нагнетательной скважиной. Целью построения блок-схемы является, с одной стороны, установление наличия сообщения между скважинами, с другой – оценка влияния закачки алюмохлорида со ЩСПК на изменение направлений фильтрационных потоков. Кроме того, она позволяет установить наличие или отсутствие литологических «окон» между пластами и изучить другие особенности строения пластов. Как следует из анализа карты

разработки, участки расположены вблизи контура нефтеносности и основные гидродинамически связанные с ней скважины 16291, 16311, 16289 сильно обводнены.

По блок-схеме (рис. 11.10) видно, что участок скв. 16290 весьма неоднороден по толщине вскрытых пластов — толщина пропластков изменяется от 6 до 9 м (табл. 11.21). Наблюдается и зональная неоднородность, толщина пропластков сильно изменяется в направлении от нагнетательных к добывающим скважинам, имеются случаи выклинивания отдельных пропластков. К тому же проницаемость этих пропластков изменяется в широком диапазоне — разрезе пласта в каждой скважине (см. табл. 11.21).

Таблица 11.21

**Характеристика пластов опытного участка скв. 16290
Самотлорского месторождения**

Скважины	Номер пропластка	Интервал перфорации, м	Толщина, м	Коэффициент		Обводненность добываемой продукции, %
				пористости, %	проницаемости, мкм ²	
Нагнетательная скважина 16290	1	1802,1—1805,3	2,3	22,8—28,8	0,043—0,220	—
	2	1806,3—1806,9	0,6	24,9	0,075	
	3	1807,9—1809,3	1,4	24,9	0,096	
	4	1813,5—1815,3	1,8	23,7	0,094	
	5	1816,8—1825,0	9,0	19,7—26,6	0,120	
Добывающие скважины: 16268	1	1803,1—1806,9	3,8	26,4	0,45	51,0
	2	1807,6—1812,5	4,9	26,4—28,5	0,96—0,120	
	3	1817,8—1808,5	0,7	24,1	0,007	
	4	1821,5—1822,7	1,2	22,6	0,056	
16269	1	1801,3—1804,7	3,2	24,4—27,6	0,087—0,110	53,7
	2	1805,1—1808,1	3,0	24,0—29,0	0,120—0,190	
	3	1808,5—1874,9	0,8	29,0	0,220	
	4	1814,8—1818,7	1,9	24,9	0,210	
16280	1	1799,4—1802,5	3,1	25,8	0,130	82,6
	2	1803,4—1807,2	3,8	25,2—29,0	0,130—0,320	
	3	1808,2—1808,9	0,7	26,4	0,130—0,320	
	4	1809,9—1810,9	1,0	22,2	0,240	
	5	1813,7—1814,8	1,1	24,9	0,284	
	6	1816,9—1817,9	1,0	24,7	0,284	
16310	1	1806,7—1812,2	5,5	25,5—28,7	0,085—0,410	87,2
	2	1815,8—1825,2	4,4	28,1	0,085—0,410	
	3	1821,6—1824,7	3,1	26,6	0,120	
16311	1	1801,4—1803,2	2,2	27,2	0,045—0,044	89,0
	2	1804,4—1805,0	0,6	23,4	0,008	
	3	1805,4—1806,6	1,2	23,4	0,008	
16291	1	1808,1—1809,1	1,0	27,5	0,045	95,8
	2	1808,8—1814,6	4,7	28,8	0,045	
	3	1808,1—1809,9	4,8	26,6—29,0	0,086—0,140	
	4	1800,4—1813,0	3,6	27,9	0,380	
	5	1816,8—1817,6	0,8	19,1	0,073—0,063	
	6	1820,4—1822,3	1,9	24,7	0,125	

В табл. 11.22 приведена характеристика выбранных объектов Самотлорского месторождения для закачивания гелеобразующей системы «AlCl₃ – ЩСПК». При сравнительно небольшой проницаемости пластов в опытных скв. 16290 и 16287 (0,056 и 0,108 мкм²) приемистость их составляет 940 и 1096 м³/сут при давлении закачки воды на устье 14,5 и 13,5 МПа. Это связано с присутствием в пластах трещин или других каналов движения жидкости в коллекторе, что косвенно подтверждает выводы работы А.С. Трофимовой о наличии высокопроводящих каналов-трещин. Обводненность продукции добывающих скважин опытных участков составила 70 – 90 %.

Таким образом, выбранные объекты-участки нагнетательных скважин 16290 и 16287 соответствуют критериям применения разработанных технологий УНП комплексным воздействием (рис. 11.11).

Закачивание технологической жидкости на основе алюмохлорида и ЩСПК проводилось согласно [233] по схеме, приведенной на рис. 11.9, с использованием насосных агрегатов типа ЦА – 320М.

На рис. 11.12 показаны графики закачки технологических жидкостей (объемы, давление нагнетания) на скв. 16920. Закачка технологических жидкостей осуществлялась циклично:

Таблица 11.22

Характеристика объектов Самотлорского месторождения, выбранных для закачки гелеобразующей композиции «AlCl₃ – ЩСПК»

Геолого-физические показатели	Номера нагнетательных скважин	
	16287	16290
Объект разработки	АВ ₁ (3)	АВ ₁ (3)
Толщина пласта, м:		
общая	7,6	15,6
эффективная	5,0	9,4
Пористость, %	23,7	25,3
Интервалы перфорации, м	1799,0 – 1802,0 1808,0 – 1809,5 1811,5 – 1815,0	1802,5 – 1809,5 1813,5 – 1816,0 1820,0 – 1825,0
Приемистость, м ³ /сут	940	1096
Давление закачки, МПа	14,5	13,5
Пластовое давление, МПа	19,4	23,3
Накопленная закачка воды с начала разработки, м ³	1003962	1167027
Пластовая температура, °С	85	90

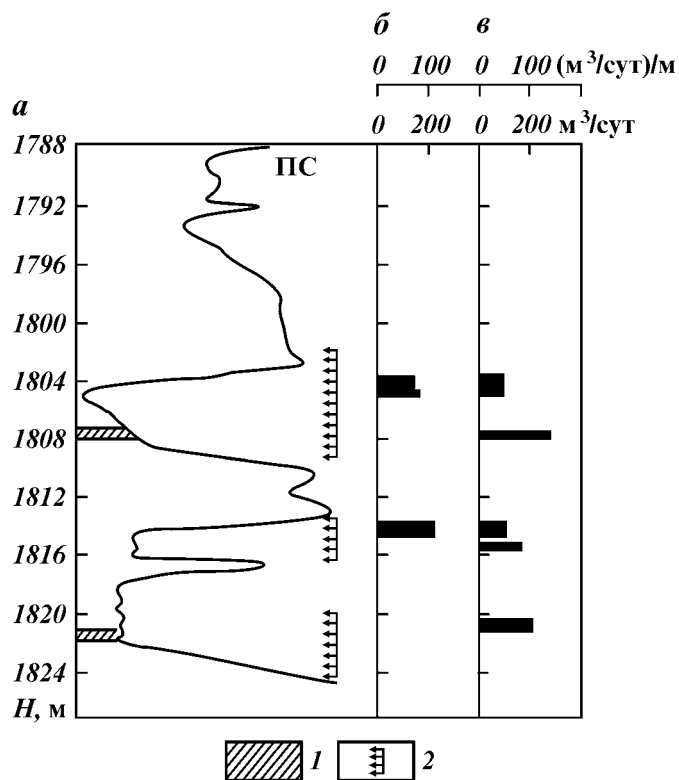


Рис. 11.11. Диаграмма ПС (а) и профили приемистости пласта до (б) и после (е) обработки композицией «алюмохлорид – ЩСПК» по скв. 16290 Самолтурского месторождения:

1 – низкопроницаемый пропласток, 2 – интервал перфорации

5 м³ – AlCl₃, 2 м³ – воды, 7,5 м³ – ЩСПК. Всего за 11 циклов было закачено в пласт 55 м³ AlCl₃ и 82,5 м³ ЩСПК. Задавку технологических жидкостей производили водой объемом 30 м³.

Как видно из рис. 11.12, давление нагнетания в процессе обработки повысилось с 7,0 до 12,0 МПа, что указывает на образование геля в пласте. После окончания процесса закачки скважину остановили под давлением на 24 ч на реагирование, а затем пустили в эксплуатацию.

Эффективность проведенной операции оценивали по изменению профиля приемистости до и после закачки AlCl₃ со ЩСПК, снижению обводненности продукции реагирующих

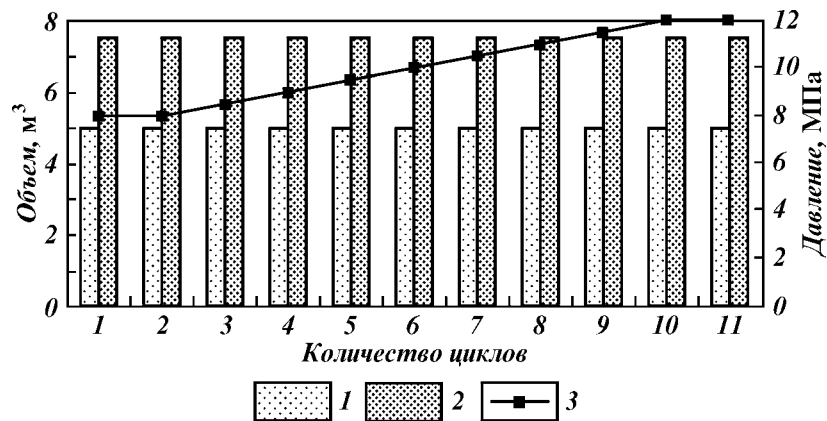


Рис. 11.12. Изменение технологических параметров при закачке гелеобразующей композиции в нагнетательную скв. 16290 Самотлорского месторождения:
 1 — алюмохлорид, 2 — ЩСПК, 3 — кривая давления

скважин, дополнительной добыче нефти и уменьшению добычи попутной воды.

На рис. 11.11 приведены стандартная геофизическая диаграмма ПС, а также профили приемистости пласта, снятые расходомером типа РГД до и после обработки пласта алюмохлоридом и ЩСПК в скв. 16290. Анализ кривых показывает перераспределение закачиваемой воды по толщине пласта и увеличение охвата его заводнением на 27 % за счет подключения в работу ранее не работавших пропластков. В рассматриваемом случае началось вытеснение нефти из пропластков, сложенных алевролитами в интервалах 1807,3–1808,0; 1815,2–1816,8; 1820,2–1821,0 м. Перераспределение потоков, связанное с ограничением движения воды по высокопроницаемым зонам и подключением в работу, является подтверждением увеличения фильтрационного сопротивления высокопроницаемых пропластков вследствие образования геля.

Важнейшим показателем положительного влияния МУН на процессы довытеснения остаточной нефти является уменьшение содержания воды в продукции реагирующих добывающих скважин. В табл. 11.23 приведены результаты наблюдений за обводненностью добываемой жидкости в скважинах опытных участков 16290 и 16287. Из данных таблицы выявляется существенное снижение добычи попутной воды по большинству скважин. В течение 4 мес после проведения

Таблица 11.23

Данные об изменении обводненности реагирующих скважин на опытном участке с нагнетательными скважинами 16287 и 16290 Самотлорского месторождения после обработки гелеобразующей композицией «AlCl₃ – ЩСПК»

Номер скважины	Обводненность продукции скважин, % по состоянию на			
	09.95	10.95	11.95	12.95
1 ряд скважин				
16266	90,70	86,02	83,07	89,67
16268	51,00	48,37	37,46	17,70
16269	53,70	48,29	44,13	27,50
16286	83,70	86,53	83,69	77,50
16289	49,70	54,04	60,64	59,25
16291	95,80	95,81	99,80	89,70
16307	93,30	93,30	94,55	87,80
16308	91,60	92,24	92,63	65,50
16311	89,00	89,64	98,81	83,33
18694	96,60	96,65	96,30	90,00
50592	31,90	34,06	33,18	22,15
2 и 3 ряд скважин				
16245	40,39	38,88	29,45	31,00
16285Б	63,55	58,23	54,65	16,00
16306	55,16	73,76	69,70	50,30
16309	69,90	72,56	68,00	56,00
16324	91,56	91,56	93,80	73,63
16328	66,28	72,58	67,42	67,30
16330	59,56	59,56	59,18	39,60

мероприятий произошло уменьшение процента обводненности в пределах от 1,5 до 48 %, что является косвенным подтверждением подключения в разработку объемов пласта с низкой проницаемостью и повышенным содержанием остаточной нефти.

В качестве основной характеристики вытеснения, по которой определялась расчетная и дополнительная добыча нефти по [118], была использована зависимость накопленной добычи нефти Q_n от обратной величины накопленной добычи жидкости – $\frac{1}{Q_{ж}}$ (рис. 11.13). Как видно из приведенного ри-

сунка, рост добычи нефти в добывающих скважинах начинается через некоторое время после закачки системы «AlCl₃ – ЩСПК». В скв. 16290 это время составило около 1 мес.

Дополнительная добыча нефти за первые 4 мес эксплуатации после обработки на участке скв. 16290 составила 4664 т, а на участке скв. 16287 – 1053 т. При этом добывающие скважины продолжали работать с меньшим содержанием воды в продукции, чем до обработки.

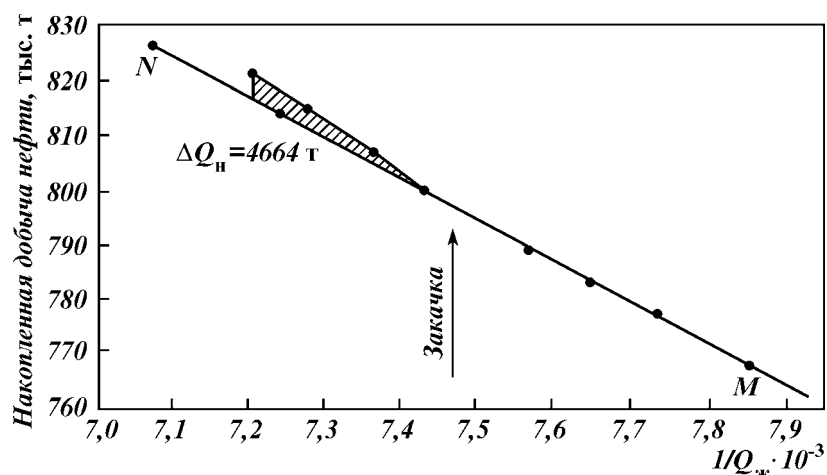


Рис. 11.13. Характеристика вытеснения нефти на участке нагнетательной скв. 16290 Самотлорского месторождения после закачки гелеобразующей композиции «алюмохлорид + ЩСПК»

На начальном этапе промысловых работ на Самотлорском месторождении опытные обработки скважин были проведены еще на шести участках. Результаты их также подтвердили высокую эффективность технологии УНП на основе алюмохлорида и ЩСПК.

Положительные результаты промысловых исследований позволили рекомендовать рассматриваемую технологию на объектах НГДУ «Урьевнефть» и НГДУ «Покачевнефть» ОАО «Лукойл-Лангепаснефтегаз», на Пограничном и Суторминском месторождениях АО «Ноябрьскнефтегаз». На объектах НГДУ «Урьевнефть» и НГДУ «Покачевнефть» были испытаны технологии УНП на основе использования алюмохлорида и ЩСПК. Результаты промысловых опытов показали высокую эффективность, возможность и целесообразность широкомасштабного применения.

На Пограничном и Суторминском месторождениях наряду с МУНП на основе алюмохлорида и ЩСПК испытывалась технология извлечения остаточной нефти на основе алюмохлорида и тринатрийфосфата (ТНФ).

Особенность геологического строения продуктивных пластов Пограничного месторождения в отличие от Самотлорского состоит в том, что основная часть его представлена водонефтяными пластами, подстилаемыми подошвенной водой.

Таблица 11.24

Данные о закачке технологических жидкостей в скв. 298

Жидкость	Количество закачиваемых растворов в циклах, м ³			
	1–3	4–8	9–18	19
Алюмохлорид	10	5	5	45
Вода	1	1	1	10
Тринатрийфосфат	60	30	20	–
Вода	1	1	1	–

Начальная нефтенасыщенность продуктивного пласта АВ_{1–2} составляла не более 58–62 %, поэтому одной из основных трудностей эксплуатации месторождения является уход закачиваемой воды в водоносный интервал пласта. В этих условиях закачиваемую гелеобразующую композицию на основе $AlCl_3$ и щелочных реагентов рекомендуется использовать для образования слабопроницаемой перемычки в интервале подошвенных вод.

Известно, что в нефтенасыщенном интервале пласта происходит совместная фильтрация нефти и воды. Образующаяся после закачки композиций масса превращает подошвенную часть пласта в слабопроницаемую перемычку. Промысловый эксперимент предусматривал создание такой перемычки из гелеобразной массы под действием гравитационных сил в зоне водонефтяного контакта добывающих скважин.

Для решения поставленной задачи были использованы две технологии:

1) циклическое закачивание раствора $AlCl_3$ в товарной форме в количестве 192 т, плотностью 1280 кг/м³ и 7%-ного раствора тринатрийфосфата (Na_3PO_4) – 37,56 т (порошкообразного) по схеме, приведенной в табл. 11.24;

2) закачивание алюмохлорида в количестве 37,0 т, в таком же количестве ЩСПК, разбавленных водой в соотношении 1:3 (табл. 11.24).

В табл. 11.24 приведена динамика суточного дебита скважин опытного участка нагнетательной скв. 298.

После обработки нагнетательной скв. 298 окружающие добывающие скважины (табл. 11.25) проработали с сохранением прироста добычи нефти в течение 28 мес., за это время дополнительно извлечено 74350 т нефти. На участках нагнетательных скв. 300, 299, 301 за 11 мес. дополнительно извлечено от 1869 до 6931 т нефти. Результаты промысловых опытов позволили сделать следующие выводы:

1) технологии, основанные на закачивании гелеобразующей композиции с применением алюмохлорида и щелочных

Таблица 11.25

Изменение суточного дебита нефти скважин опытного участка нагнетательной скв. 298 после обработки композицией «AlCl₃ – ЦСПК»

Дата замера	Дебит по нефти добывающих скважин, т/сут					
	248	249	273	274	320	321
01.91	86	82	21	4	55	0,1
03.91	86	76	11	8	18	0,1
05.91	72	69	10	3	2	0,2
07.91	101	63	8	19	1	0,1
09.91	75	62	24	19	2	0,1
11.91	73	72	2	—	11	0,1
01.92	82	74	5	13	14	6,1
03.92	92	81	3	9	15	14,3
05.92	96	87	9	16	1	—
07.92	135	107	13	20	—	—
09.92	131	109	11	14	—	—
11.92	103	113	12	14	—	12,5
01.93	126	120	12	17	2	11,6
03.93	128	113	7	9	2	27,0
05.93	149	110	12	10	3	41,6
07.93	152	106	9	21	1	18,0
09.93	144	114	8	15	2	0,4
11.93	133	117	—	9	1	0,8
01.94	115	101	—	3	2	7,1
03.94	128	98	—	1	1	3,5

реагентов, позволяют увеличить отбор нефти из продуктивных пластов, подстилаемых подошвенной водой, без резкого увеличения обводненности добываемой продукции;

Таблица 11.26

Технологические показатели эффективности воздействия на обводненные нефтяные залежи гелеобразующей композицией на основе AlCl₃ со ЦСПК на Западно-Суторминском месторождении

Дата обработки	Количество закачанных реагентов, м ³			Количество добывочных скважин, охваченных воздействием	Дополнительная добыча нефти, т			Длительность эффекта, мес
	AlCl ₃	ЦСПК	ТНФ		1995	1996	1997	
15.07.95	34,2	66,0	—	5	1277	552	200	16
25.07.95	30,0	45,0	—	6	1166	411	—	14
01.08.95	38,0	—	62,0	4	208	543	625	18
20.08.95	34,4	—	64,0	6	595	—	—	6
20.09.95	38,4	—	56,0	4	620	—	—	8
22.09.95	34,3	65,3	—	7	129	—	—	3
28.09.95	35,5	—	60,8	7	571	262	100	20
02.10.95	34,2	—	66,0	5	134	1373	231	18

2) применение ТНФ в качестве щелочного реагента с $AlCl_3$ обеспечивает повышение нефтеотдачи пластов в полимиктовых недонасыщенных коллекторах, как и применение ЩСПК;

3) снижение концентрации и объема закачиваемых реагентов в системах « $AlCl_3$ – ЩСПК» и « $AlCl_3$ – ТНФ» приводит к уменьшению эффективности обработок.

Эти выводы получили подтверждение и в промысловых экспериментах на Западно-Суторминском месторождении на участках нагнетательных скв. 3304, 3382, 3428, 3432, 3477, 3478, 3505, 8878 (табл. 11.26).

В целом на месторождениях Западной Сибири из высокообводненных скважин опытных участков дополнительно извлечено 166,14 тыс. т нефти, что составляет 7,85 тыс. т на одну обработку. По данным экспериментальных исследований в среднем около 3 % этой нефти извлекается за счет улучшения нефтевытесняющих свойств закачиваемой воды. Расчеты показывают, что применение технологий УНП на основе использования $AlCl_3$ и щелочных реагентов становится рентабельным в условиях Западной Сибири при дополнительной добыче нефти 0,8–1,0 тыс. т на один опытный участок.

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЛЮМОХЛОРИДА СО ЩЕЛОЧНЫМИ РЕАГЕНТАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТАТАРСТАНА

Опытные работы по испытанию технологий УНП проводились на обводненных участках Ромашкинского месторождения в продуктивных пластах девонского и бобриковского горизонтов.

В разделе 7 было показано, что состояние разработки Ромашкинского месторождения характеризуется высокой обводненностью добываемой продукции, составляющей 75–90 %. Одной из главных причин преждевременного обводнения скважин при отборе нефти не более 35–50 % от балансовых запасов является послойная проницаемая неоднородность продуктивных пластов. Основная масса закачиваемой воды в этих условиях фильтруется по высокопроницаемым интервалам нефтеводонасыщенного коллектора, оставляя невыработанной его низкопроницаемую часть, которая относится к категории объектов с трудноизвлекаемыми запасами. В связи с этим извлечение остаточной нефти требует

ограничения движения воды по высокопроницаемым хорошо промытым пластам. Эту задачу можно решить с применением алюмохлорида и щелочных реагентов. Первоочередные опытные работы на месторождениях Татарстана были организованы в НГДУ «Лениногорскнефть» и «Азнакаевскнефть».

Основными объектами разработки выбранных НГДУ являются пашийские, кыновские и бобриковские горизонты, в промышленной практике индексируемые как Д₀, Д₂, Д₁ и С_б, которые сложены в основном мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами с переслаиванием аргиллитов и глинистых прослоев. Для коллекторов песчано-алевролитовых пород характерны кварцевая цементация и достаточно однородный гранулометрический состав (средний диаметр зерен мелкозернистых песчаников составляет 0,11–0,15 мм, а крупнозернистых алевролитов – 0,01 мм). Толщина горизонта достигает 50 м. Продуктивные пласты бобриковского горизонта характеризуются значительной изменчивостью литологического состава пород по толщине и проницаемости отдельных пропластков, что послужило основой для выбора объектов по испытанию новых технологий УНП.

В табл. 11.27 приведены сведения о коллекторских свойствах продуктивных пластов девонского и бобриковского горизонтов. Данные таблицы свидетельствуют о сложной неоднородности продуктивных пластов Ромашкинского месторождения. Неоднородность наблюдается как по толщине пластов (1–8 м), так и по проницаемости пород (0,05–1,0 мкм²).

На рис. 11.14 приведены диаграммы геофизических исследований нагнетательной скв. 13691, в которую была закачана композиция «AlCl₃ – ЩСПК». Анализ кривых КС и ПС показывает, что проницаемость нефтенасыщенного пласта толщиной 4 м изменяется кратно, т.е. он очень неоднороден. Верхняя часть пласта толщиной 1,6 м и подошвенная – 2 м, представлены песчаниками, между ними имеется алевролитовая прослойка толщиной 0,4 м. Максимальную проницаемость

Таблица 11.27

Пределы изменения свойств пород продуктивных пластов девонского и бобриковского горизонтов Ромашкинского месторождения

Горизонт	Основной пласт		Невыработанные пласты и пропластки	
	Толщина, м	Проницаемость, мкм ²	Толщина, м	Проницаемость, мкм ²
Девонский	4,0–10,0	0,4–1,0	1,0–3,0	0,05–0,20
Бобриковский	3,0–8,0	0,35–2,0	1,0–4,0	0,10–0,30

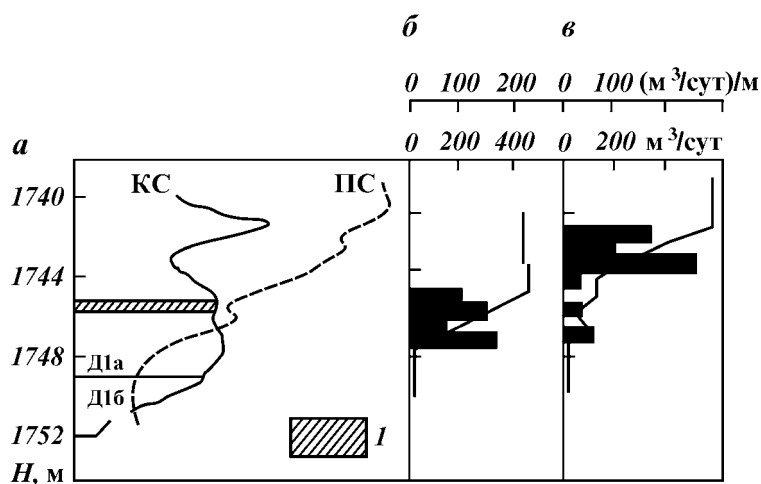


Рис. 11.14. Геоэлектрический разрез (а) и профили приемистости до закачки (б) и после закачки $AlCl_3$ со ЩСПК (в) в нагнетательную скважину 13691 (Кармалкинская площадь, НГДУ «Азнакаевскнефть»):
 I — пропласток, содержащий остаточную нефть

Таблица 11.28

Характеристика продуктивных пластов девонского горизонта в разрезе нагнетательных скважин, выбранных для закачки $AlCl_3$ со ЩСПК

НГДУ	Номер скважины (пропластка)	Индекс пласта	Интервал перфорации пласта, м	Толщина пласта, м	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Тип коллектора	
ЛН	6081	Д _{1б2}	1706,0 – 1708,4	1,6	21,6	0,20	Алевролит	
		Д _{1б3}	1708,4 – 1712,8	3,6	23,0	0,55	Песчаник	
		Д _{1в}	1712,8 – 1714,8	2,0	23,4	0,20	Алевролит	
ЛН	5064 а	Д _{1а}	1797,0 – 1797,4	0,4	19,0	0,10	Алевролит	
			1797,4 – 1798,8	1,4	20,1	0,24	Песчаник	
		Д _{1б1}	1802,4 – 1803,2	0,8	24,0	0,25	Песчаник	
АзН	19150	Д _{1б1}	1803,2 – 1805,6	2,4	19,0	0,06	Алевролит	
			Д _{1а}	1859,0 – 1860,4	1,4	21,6	0,16	Алевролит
				1860,4 – 1861,2	0,8	24,0	0,18	Глина
АзН	13691	Д _{1б1}	1861,2 – 1863,6	2,4	20,5	0,21	Песчаник	
			1863,6 – 1866,0	2,4	22,0	0,06	Алевролит	
			Д _{1а}	1745,4 – 1748,8	3,4	20,6	0,12	Песчаник
				1745,4 – 1746,6	1,2	21,2	0,10	Алевролит
			1746,6 – 1748,8	2,2	19,8	0,12	Песчаник	
			1750,0 – 1752,0	2,0	20,0	0,10	Песчаник	

Примечание: «ЛН», «АзН» — сокращение названий НГДУ «Ленингорскнефть», «Азнакаевскнефть».

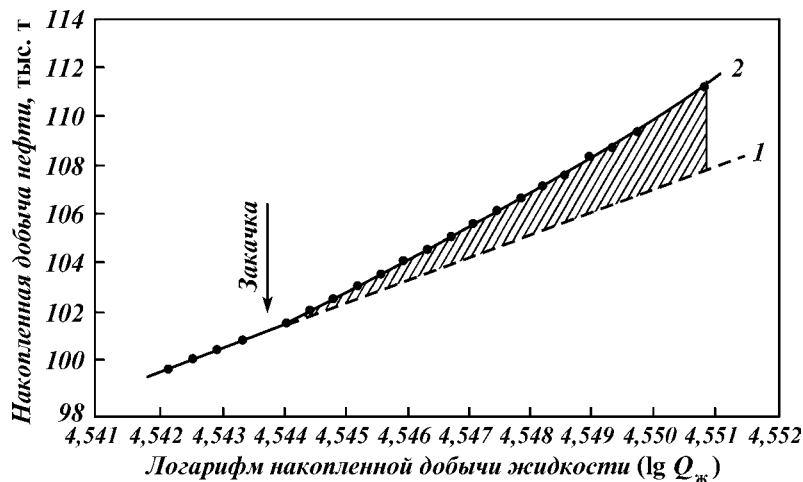


Рис. 11.15. Характеристика вытеснения нефти на участке нагнетательной скв. 13691 после закачивания гелеобразующей композиции (по Сазонову): 1 – прогнозируемая, 2 – фактическая

цаемость, $(0,44 - 0,55 \text{ мкм}^2)$, имеет нижняя часть пласта. Задача этой технологической операции состояла в интенсификации притока жидкости из менее проницаемого интервала пласта, в том числе алевролитовой прослойки в интервалах глубин 1743,5–1745,0 м, в которой сосредоточена остаточная нефть.

Технология закачки реагентов на Ромашкинском месторождении основывалась на результатах моделирования вытеснения нефти из пористой среды с использованием AlCl_3 и ЦСПК. Объем закачки AlCl_3 со ЦСПК в нагнетательные скважины составлял $100 - 150 \text{ м}^3$ в зависимости от количества циклов, а при обработке пласта через добывающие – в 5–7 раз меньше. В соответствии с разработанной технологией « AlCl_3 и ЦСПК» в пласт закачивали последовательно в товарной форме без разбавления, в качестве разделительной жидкости использовали воду в объеме $3 - 6 \text{ м}^3$. После задавливания технологических жидкостей водой скважина находилась под давлением не менее 24 ч для взаимодействия реагентов. В табл. 11.28 приведены режимы закачки реагентов по скважинам девонского горизонта.

Результаты анализа профилей приемистости, записанных с помощью расходомеров типа РГД, показали, что после воздействия на пласты произошло перераспределение закачиваемой воды в высокопроницаемые нижние пласты и

Таблица 11.29

Технико-экономическая эффективность применения
«AlCl₃ – ЩСПК» на месторождениях Татарстана и Западной Сибири

Показатели	Производственные предприятия				Всего
	АО «Ноябрьск-нефтегаз»	АО «Татнефть»	АО «Черногорнефть»	АО «Лукойл-Лангепас-нефтегаз»	
Количество экспериментальных участков	12	13	6	4	35
Дополнительная добыча нефти, т:	98862	11887	52300	14985	178034
в том числе на одну обработку	8238	914	8717	3746	5086
Расход реагентов на один участок, м ³ : алюмохлорида ЩСПК	88,0 104,0	42,0 145,3	55,0 82,5	60,2 90,0	70 106
Затраты на внедрение, тыс. руб. Всего	1476,0	679,0	768,0	368,0	3291,0
В том числе: на 1 участок на 1 т дополнительной нефти	123,0 14,9	52,3 27,9	128,0 93,0	92,0 61,3	94,05 23,8
Экономический эффект, тыс. руб.: в том числе на 1 руб. затрат на внедрение (руб.)	48625,4 32,9	6820,7 10,0	20740,0 27,2	7725,9 20,9	83912,46 25,5

подключение в работу алевролитового пропластка, что указывает на достижение цели по увеличению охвата пласта воздействием в интервале 1744,4 – 1746,0 м. Этим объясняется и поступление дополнительной нефти из высокообводненного пропластка опытного участка. Эффект от обработки, как видно из рис. 11.15, начался через один месяц после закачки AlCl₃ и ЩСПК. Это время характерно и для большинства остальных опытных участков. За 15 мес. работы участка после закачки из обводненных пластов дополнительно было извлечено 12 890 т нефти.

Результаты первоочередных промысловых экспериментов по испытанию технологий УНП на основе алюмохлорида и щелочных реагентов приведены в табл. 11.29, которые показывают эффективность технологии в терригенных коллекторах Ромашкинского месторождения на поздней стадии разработки. Учитывая идентичность физико-геологических условий этого месторождения многим залежам Урало-Поволжья, можно утверждать, что применение технологии и в этом нефтяном регионе является мероприятием перспективным.