

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК В УСЛОВИЯХ СРЕДНЕГО ПОВОЛЖЬЯ

Шакурова А.Ф.

ОАО НПФ «Геофизика»

Приводится анализ эффективности применения СКО для увеличения приемистости нагнетательных скважин, эксплуатирующих турнейский и башкирский ярусы. Исследовано влияние различных фильтрационно-емкостных и коллекторских свойств отложений на прирост приемистости после СКО. Сформулированы выводы и рекомендации по мероприятиям направленным на повышение эффективности этой технологии в условиях ОАО «Самаранефтегаз».

Ключевые слова: *соляно-кислотная обработка, повышение нефтеотдачи, ПЗП*

Проблема повышения нефтеотдачи пластов в условиях естественного снижения извлекаемых запасов нефти на длительно разрабатываемых месторождениях с применением заводнения непосредственно связана с режимом эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, так как отбор и закачка регулируют объемы и равномерность извлечения нефти из пласта. Особенное внимание следует уделить решению вопроса достаточной компенсации отбора закачкой на разрабатываемых площадях, так как зачастую проведение оптимизации работы фонда затруднительно по причине значительного снижения пластового давления, что обусловлено недостаточным количеством нагнетательных скважин либо их низкой приемистостью.

Солянокислотные обработки ПЗП нагнетательных скважин в условиях ОАО «Самаранефтегаз» являются наиболее распространенным методом восстановления их приемистости, особенно в карбонатных отложениях турнейского (пласт В1) и башкирского ярусов (пласт А4).

Пласт А4 башкирского яруса представлен карбонатными породами – доломитизированными известняками и доломитами. Значения пористости меняются от 16.4 до 21 %, проницаемости от 0.118 до 0.497 мкм².

Пласт В1 приуроченный к кровле турнейского яруса, представлен плотными разностями известняков, органогенных и органогенно-обломочных. Залегает на глубине 1641-1725 м. Пористость известняков меняется от 11 до 16 %, а проницаемость составляет от 0.01 до 0.524 мкм².

Для анализа степени влияния на эффективность солянокислотных обработок нагнетательных скважин геолого-физических и фильтрационно-емкостных свойств объектов закачки были использованы данные по 12 скважинам, вскрывшим пласт В1, и 7 скважинам, вскрывшим пласт А4, на девяти нефтяных месторождениях, которые представлены в сводных таблицах 1 и 2.

Были построены корреляционно-статические связи между значением кратности увеличения приемистости после СКО и коэффициентами пористости (K_p), проницаемости ($K_{пр}$), а также отношения пластового давления и давления закачки, и удельным объемом СКО.

Таблица 1

Таблица сводных данных по результатам СКО скважин, вскрывших пласт В1

№ пп	Месторождение	№ скв	месяц обработки	$n_{перф}$, м	объем СКО, м ³	уд. объем СКО, м/м ³	K_p , %	$K_{пр}$, мкм ²	$P_{пл}$, атм	$P_{пл}-P_{зак}$, атм	$Q_{ж}^{после}/Q_{ж}^{до}$	$\Delta t_{ж}$, мес
1	Сосновское	326	фев.06	18	20,4	1,13	16	0,03	185	106	1,97	14
2		327	январь.08	9	13,6	1,51	16	0,03	175	96	1,81	5
3		344	апр.06	7	6,8	0,97	16	0,03	176	107	1,88	9
4		454	мар.06	17	20,4	1,20	16	0,03	179	99	1,91	18
		454	дек.06	17	20,4	1,20	16	0,03	179	99	2,01	18
5		457	май.06	30	19,4	0,65	16	0,03	175	95	2,46	20
		457	дек.06	30	19,4	0,65	16	0,03	175	95	2,04	20
5	457	фев.06	30	19,4	0,65	16	0,03	175	95	1,89	20	
6	Дерюжевское	803	май.06	4	6,8	1,70	11	0,01	183	170	1,96	22
7		1	январь.06	35	20,4	0,58	11	0,01	160	115	1,84	14
8	Казанское	152	январь.06	15	20,4	1,36	12	0,053	131	108	1,66	16
9	Алешкинское	32	мар.06	5	6,8	1,36	14	0,013	173	123	1,60	10
10	Красногородское	152	фев.08	8,5	13,6	1,60	12	0,133	141	62	52,40	4
11	Аманакское	96	мар.06	29	19,4	0,67	11	0,524	132	68	2,82	12
12		97	июнь.06	20	19,4	0,97	11	0,524	145	79	2,78	24
		97	апр.06	20	19,4	0,97	11	0,524	145	79	4,50	24

Таблица 2

Таблица сводных данных по результатам СКО скважин,
вскрывших пласт А4

№ пп	Месторож- дение	№ скв	месяц обработ- ки	$h_{\text{перф}}$, м	объем СКО, м^3	уд. объем СКО, $\text{м}/\text{м}^3$	K_p , %	$K_{\text{пр}}$, мкм^2	$P_{\text{пл}}$, атм	$P_{\text{пл-}}/$ $P_{\text{зак}}$, атм	$Q_{\text{ж}}^{\text{после}}/$ $Q_{\text{ж}}^{\text{до}}$	$\Delta t_{\text{ж}}$, мес
1	Обошин- ское	85	мар.08	14	19,4	1,39	20	0,321	52	-17	1,76	6
2	Орлян- ское	143	январь.08	18	20,4	1,13	19,8	0,323	125	55	3,35	4
3	Соснов- ское	150	июнь.06	10	13,6	1,36	21	0,497	151	71	1,58	16
4	Соснов- ское	531	мар.06	20	13,6	0,68	21	0,497	122	38	2,14	12
5	Соснов- ское	533	январь.06	6	6,8	1,13	21	0,497	135	52	1,33	4
6	Соснов- ское	533	май.06	6	6,8	1,13	21	0,497	135	52	2,10	5
7	Соснов- ское	533	фев.08	6	6,8	1,13	21	0,497	135	52	1,71	3
8	Якушкин- ское	1129	апр.06	15	20,4	1,36	16,4	0,118	97	13	2,29	6
9	Якушкин- ское	1013	май.06	9	13,6	1,51	16,4	0,118	149	65	1,50	24

На рис. 1 представлена корреляционно-статистическая связь между отношением приемистости скважины пласта В1 до и после обработки и коэффициентами пористости (рис. 1б) и проницаемости (рис. 1а), из которой следует, что значение кратности увеличения приемистости меняются в диапазоне от 1.5 до 4.5 раз. Причем при изменении пористости от 10 до 16 % кратность увеличения приемистости уменьшается от 4.5 до 1.5 раз, а при увеличении проницаемости той же породы от 0.05 до 0.5 мкм – кратность растет в тех же пределах.

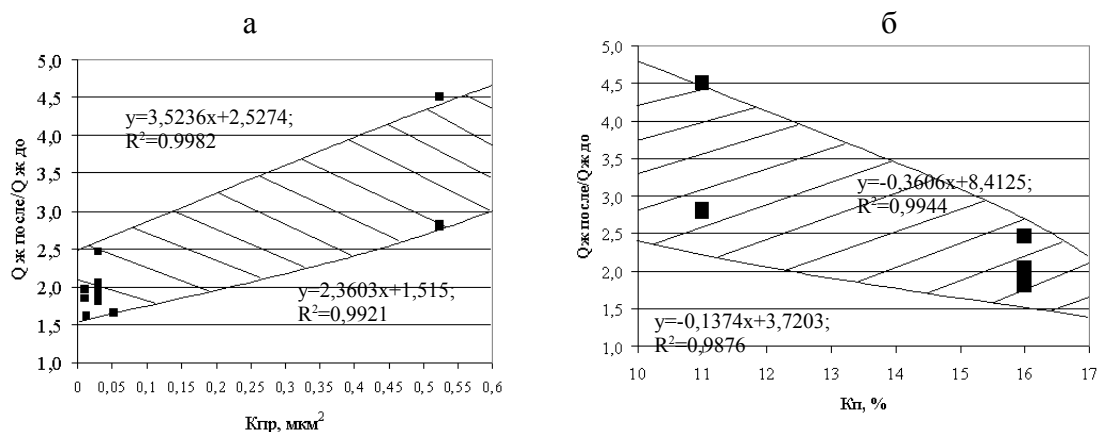


Рисунок 1. Корреляционная зависимость величины эффекта при СКО от коэффициентов проницаемости (а) и пористости (б) пласта В1

На рис. 2 представлена аналогичная корреляционно-статистическая связь между отношением приемистости скважины пласта А4 до и после обработки и коэффициентами пористости (рис. 2а) и проницаемости (рис. 2б), в которой видна обратно-пропорциональная зависимость данных параметров по сравнению с аналогичной зависимостью для скважин пласта В1. То есть при изменении пористости от 16 до 21 % кратность увеличения приемистости увеличивается от 1.5 до 3 раз, а при увеличении проницаемости той же породы от 0.1 до 0.5 мкм² – кратность уменьшается в тех же пределах.

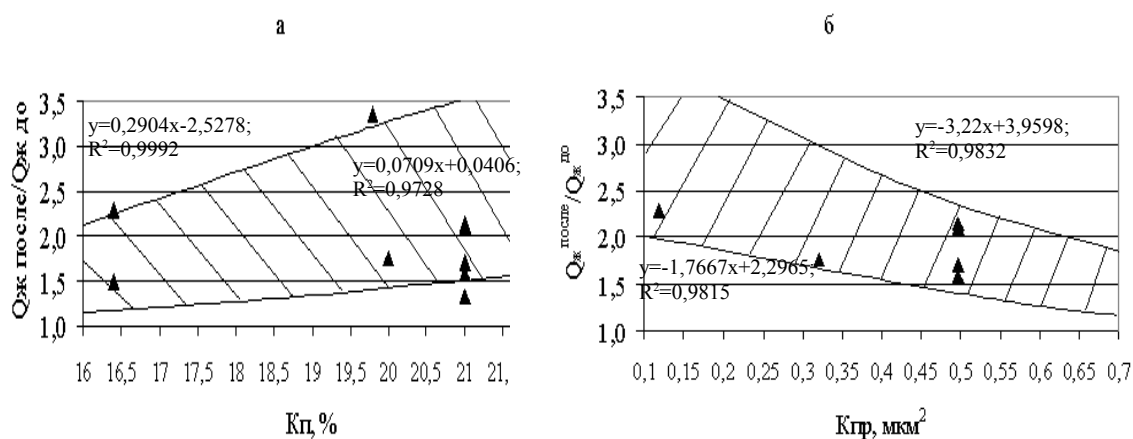


Рисунок 2. Корреляционная зависимость величины эффекта при СКО от коэффициентов пористости (а) и проницаемости (б) пласта А4

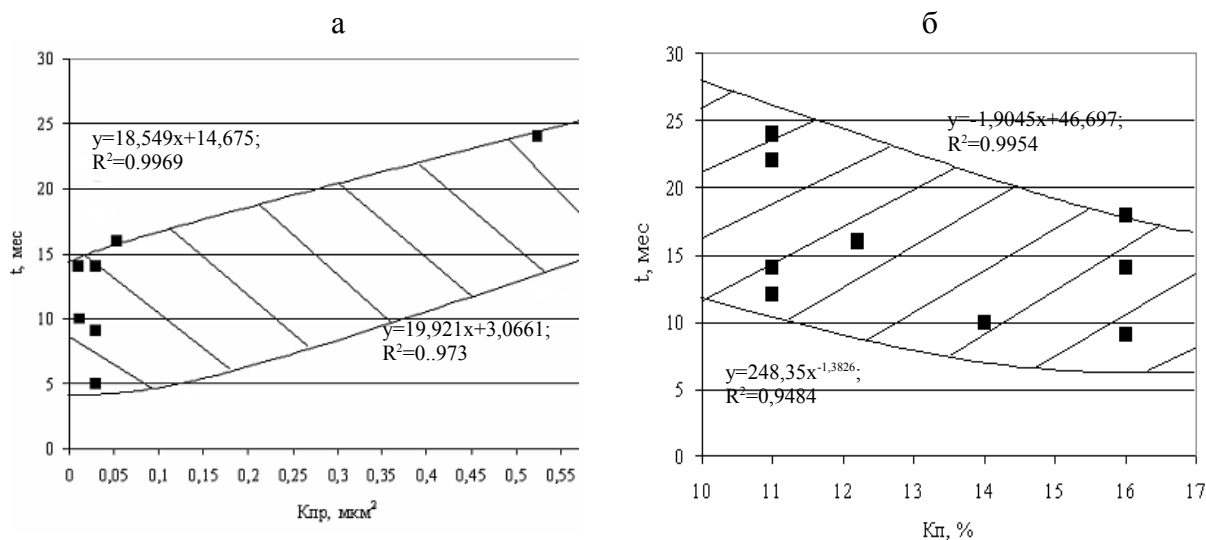


Рисунок 3. Корреляционная зависимость величины продолжительности эффекта при СКО от коэффициентов пористости (а) и проницаемости (б) пласта В1

Исследование корреляционно-статистических связей продолжительности эффекта от СКО показало, что они имеют сходные с кратностью закономерности: с ростом пористости продолжительность уменьшается с 24 до 8 месяцев, а с ростом проницаемости, наоборот, увеличивается в тех же пределах, что видно на рис. 3.

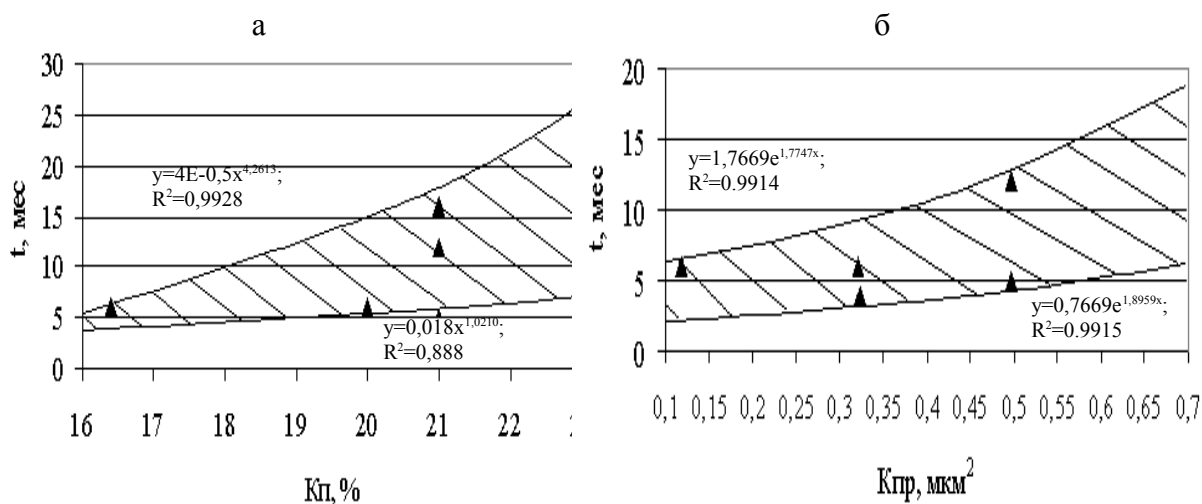


Рисунок 4. Корреляционная зависимость величины продолжительности эффекта при СКО от коэффициентов пористости (а) и проницаемости (б) пласта А4

На рис. 4 показана аналогичная зависимость по пласту А4, на котором видно что закономерность роста продолжительности эффекта при росте значения

коэффициента пористости совпадает с данными по пласту В1. Однако зависимость роста эффекта от коэффициента проницаемости по пласту А4 обратно-пропорциональна данным пласта В1.

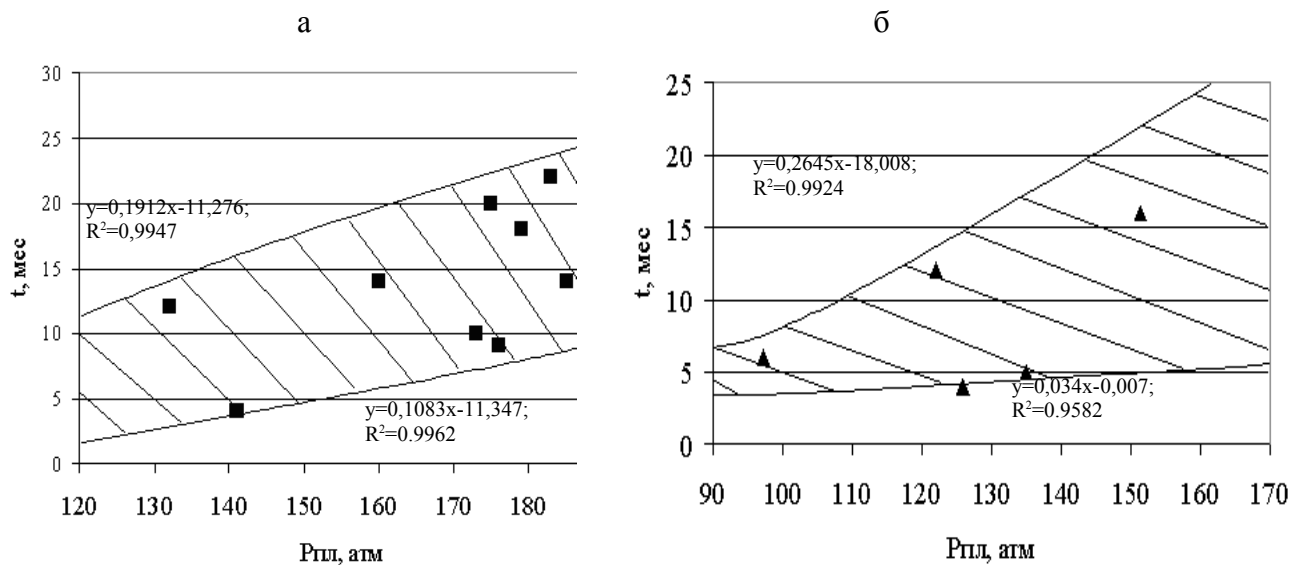


Рисунок 5. Корреляционная зависимость величины продолжительности эффекта при СКО от пластового давления для пласта В1 (а) и пласта А4 (б)

При этом рост пластового давления приводит к уменьшению продолжительности эффекта от проведенной солянокислотной обработки с 24 до 4 месяцев, т.е. в 6 раз что подтверждается данными рис. 5.

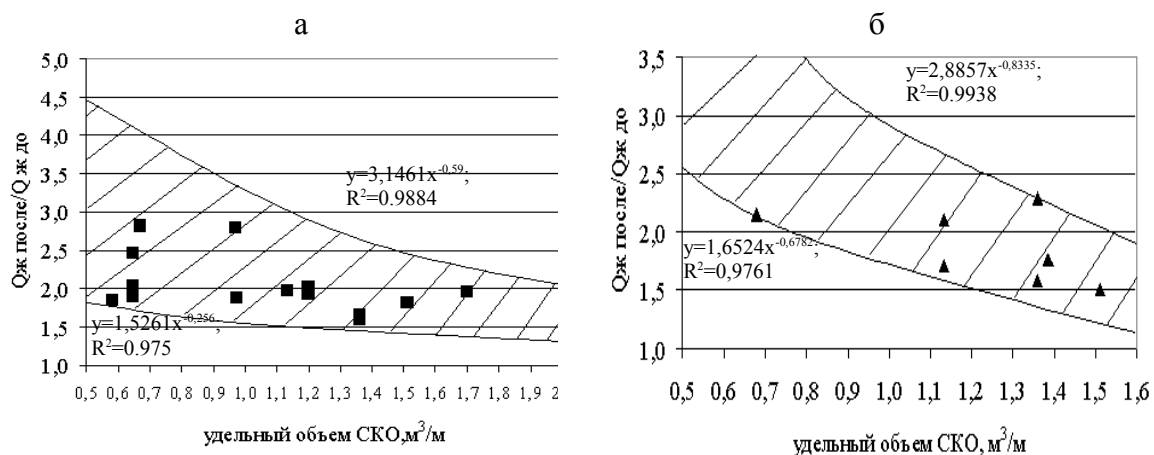


Рисунок 6. Корреляционная зависимость величины эффекта от удельного объема СКО для пласта В1 (а) и пласта А4 (б)

Изучение зависимости кратности увеличения приемистости от величины удельного расхода реагента, приведенной на графиках, представленных на рис. 6, показывает что она носит одинаковый характер как для пласта А4 так и для пласта В1. То есть при увеличении величины удельного расхода реагента кратность роста приемистости снижается. Что касается влияния удельного объема реагента при СКО на продолжительность эффекта, то согласно зависимостям приведенным на рис. 7 можно сделать вывод о том, что для пласта В1 она снижается, а для пласта А4 она растет с увеличением его величины.

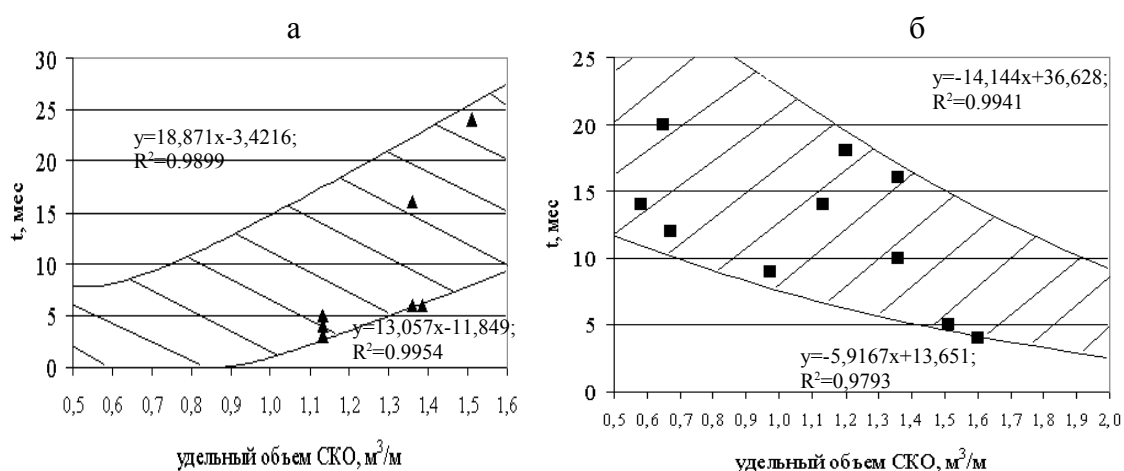


Рисунок 7. Корреляционная зависимость продолжительности эффекта от удельного объема СКО для пласта А4 (а) и пласта В1 (б)

Особый интерес для оценки степени влияния на результаты СКО геолого-технических факторов играет исследование зависимости кратности эффекта и его продолжительности от разности пластового давления и давления закачки для каждого из продуктивного горизонтов.

Полученные, в результате указанных исследований зависимости представлены на рис. 8, из которых следует, что кратность эффекта снижается с ростом разницы давлений для каждого типа отложений практически в 2 раза, тогда как продолжительность эффекта ведет себя по разному: для пласта В1 она снижается в 4-5 раз, а для пласта А4 – она растет в тех же пределах.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что геолого-физические и коллекторские свойства карбонатных отложений турнейского и башкирского ярусов оказывают существенное влияние на эффективность СКО и диктуют необходимость соответствующей корректировки ее технологии.

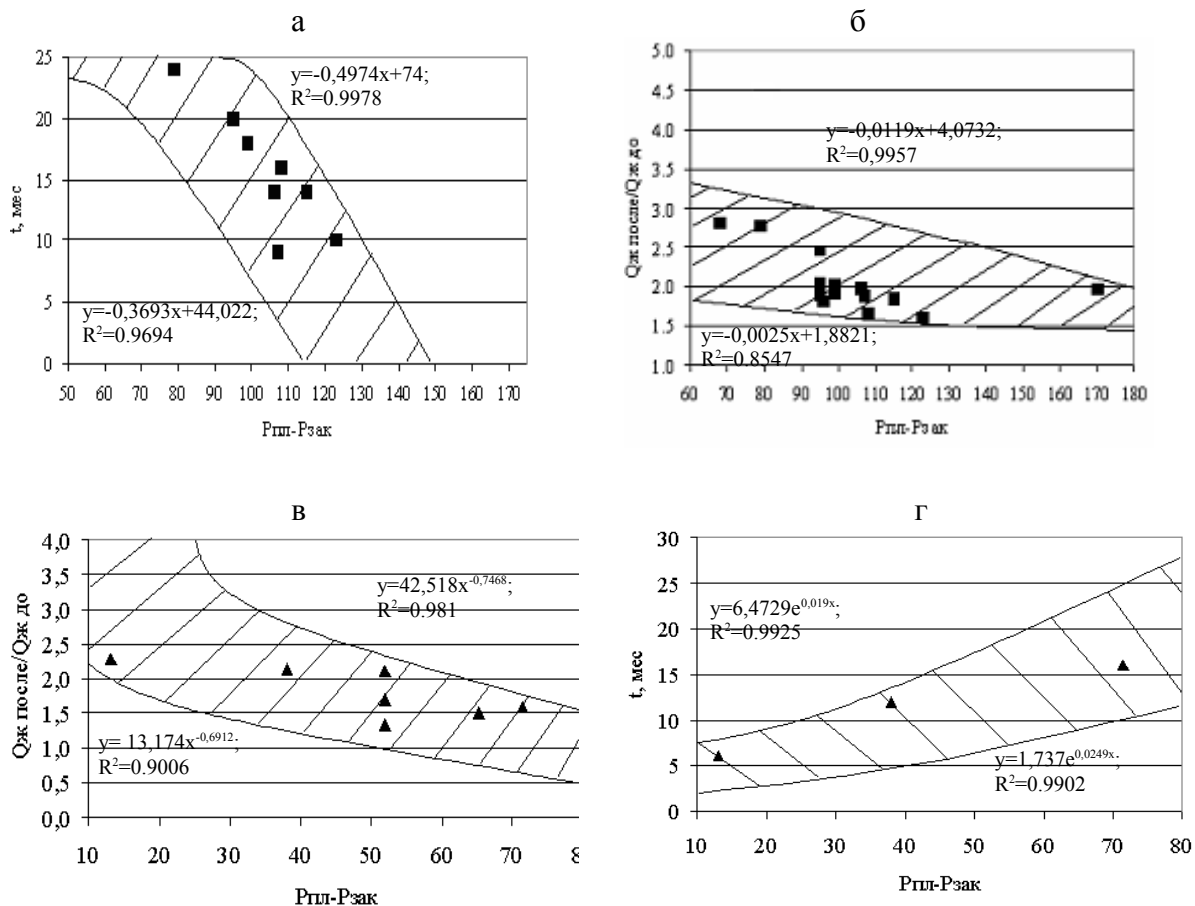


Рисунок 8. Корреляционная зависимость эффекта от СКО и ее продолжительности от разности пластового давления и давления закачки для пласта В1 (а,б) и пласта А4 (в, г)

С целью более точной оценки геолого-физических условий эффективного применения технологии СКО в условиях карбонатных отложений турнейского и башкирского ярусов нами был использован количественный критерий экономически оптимального, обоснованного соотношения между приемистостью нагнетательных скважин после и до обработки, равный 2.5. Используя этот количественный критерий в качестве порога рентабельности на графиках представленных на рисунках мы получим оптимальные границы применения данной технологии с учетом конкретных коллекторских и фильтрационно-емкостных свойств, а именно:

Для пласта А4:

- по $K_{п}$ - от 17.5 до 21 %
- по $K_{пр}$ - от 0.1 до 0.45 мкм²
- по ΔP - от 10 до 45 атм
- по $Q_{зак} / h_{пф}$ - от 0.5 до 1.2 м³/м

Для пласта В1:

- по $K_{п}$ - от 10 до 16.5 %
- по $K_{пр}$ - от 0.05 до 0.45 мкм²
- по ΔP - от 60 до 140 атм
- по $Q_{зак} / h_{пф}$ - от 0.5 до 1.5 м³/м

Далее приводятся материалы отражающие влияние в первую очередь таких геолого-технологических факторов как изменение приемистости ($Q_{ж}^п/Q_{ж}^д$) после СКО, а также отношения пластового давления ($P_{пл}$) к давлению закачки ($P_{зак}$) на такие промысловые данные как суммарный прирост дополнительной добычи нефти (ΔQ_n) и воде (ΔQ_v) и их относительной продолжительности ($\Delta t_v/\Delta t_n$) на соседних (реагирующих) эксплуатационных скважинах.

Наблюдениями за реакцией соседних реагирующих скважин после проведения операции СКО на каждой очаговой нагнетательной скважине было установлено, что в течении некоторого времени ($+\Delta t_v$) суммарная добыча по воде ($+\Delta Q_v$) существенно возрастает при неизменности добычи по нефти (ΔQ_n). Однако, спустя некоторое время ($-\Delta t_v$) прирост добычи по воде снижается на некоторую величину ($-Q_v$) и сопровождается приростом добычи по нефти ($+Q_n$), который продолжается в течении некоторого времени (Δt_n), после чего величина суммарной добычи как по нефти так и по воде выходит на первоначальный (до СКО) уровень (см. рис. 9 а, б)

На основании обработки полученных данных по нескольким очагам эксплуатирующим пласт В1 были построены корреляционно-статистические зависимости представленные на рис. 10 и 11, из которых следует, что с ростом приемистости очаговой, скважины характеризующиеся параметром $Q_{ж}^п/Q_{ж}^д$, величина суммарной дополнительной добычи по нефти ($+\Delta Q_n$) по реагирующим скважинам снижается, а величина суммарной дополнительной добычи по воде ($+\Delta Q_v$) соответственно растет. Причем, с ростом приемистости в 2 раза добыча по нефти снижается в 5-6 раз, а добыча по воде при этом возрастает в 10-12 раз (см. рис. 10).

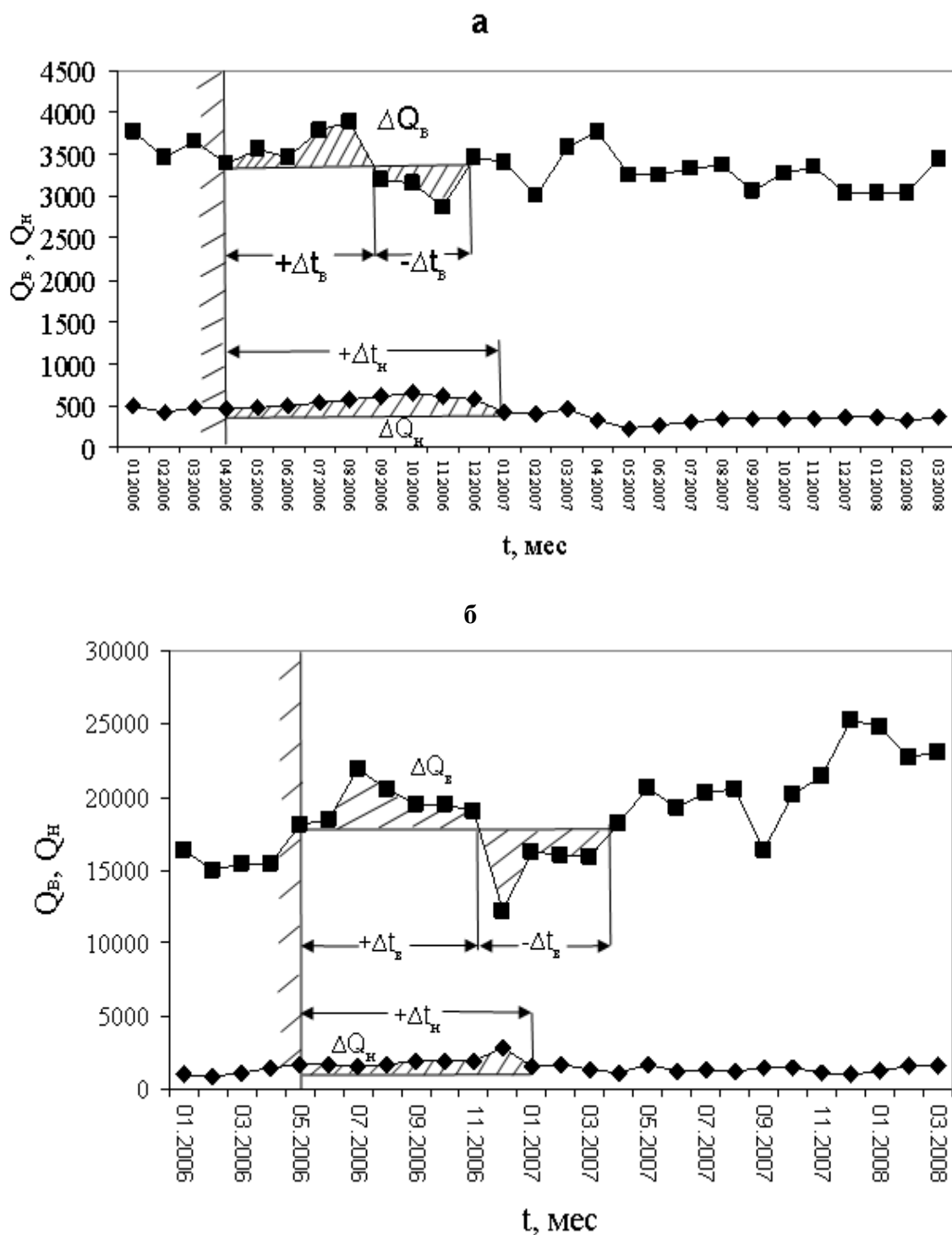


Рисунок 9. Динамика изменения добычи по реагирующим скважинам, соседним с очаговыми №344 (а) и №803 (б)

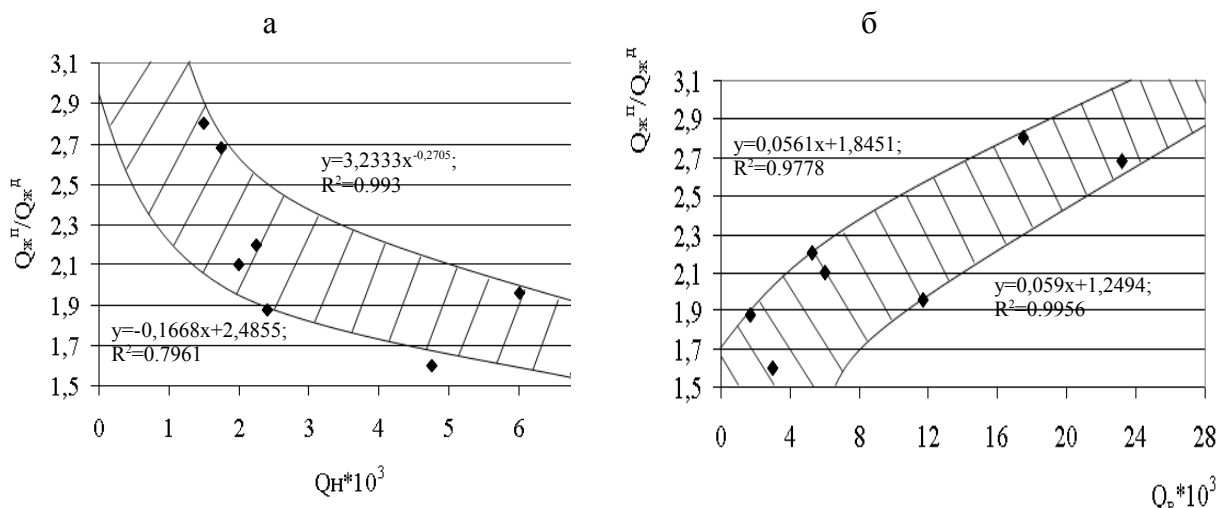


Рисунок 10. Зависимость дополнительной добычи по нефти (а) и воде (б) от соотношения приемистости после и до обработки для пласта В1

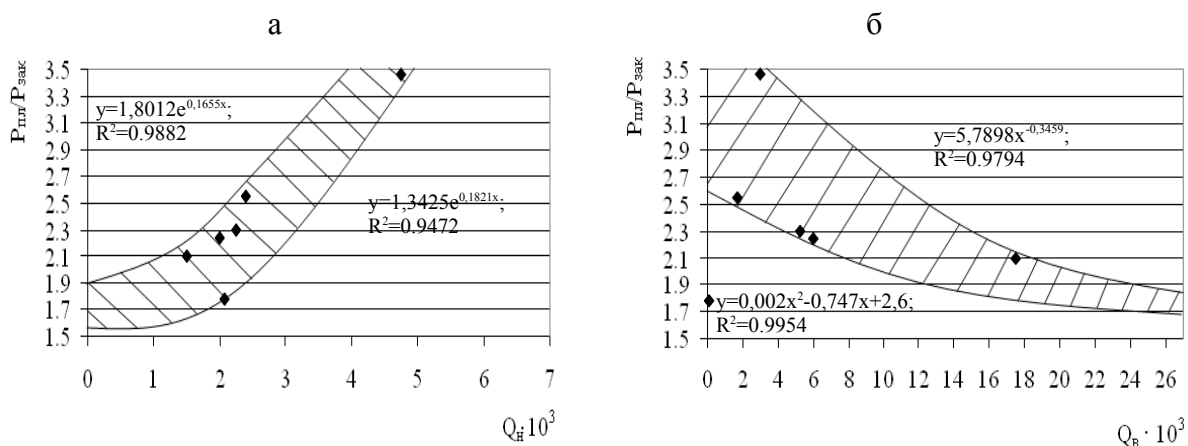


Рисунок 11. Зависимость дополнительной добычи по нефти (а) и воде (б) от соотношения пластового давления и давления закачки для пласта В1

Соотношение между пластовым давлением и давлением закачки при СКО также существенно влияет на конечную водо- и нефтеотдачу всего очага в целом, а именно: с ростом отношения $P_{\text{пл}}/P_{\text{зак}}$ дополнительная добыча по нефти ($+\Delta Q_{\text{н}}$) также растет, а дополнительная добыча по воде ($\Delta Q_{\text{в}}$), соответственно снижается.

При этом с изменением этого отношения в два раза, добыча по нефти ($\Delta Q_{\text{н}}$) увеличивается в 2.5 раза, а добыча по воде ($\Delta Q_{\text{в}}$) падает в 8 раз (см. рис. 11).

Исследование аналогичных зависимостей для карбонатного пласта А4 показало, что реакция реагирующих скважин на солянокислотную обработку соседних с ними очаговых нагнетательных скважин носит несколько иной характер,

а именно: с ростом приемистости ($Q_{ж}^п/Q_{ж}^д$) величины дополнительной добычи как по нефти (ΔQ_n) так и по воде (ΔQ_v) существенно уменьшаются. Причем, с ростом приемистости в 1.5 раза, снижение величины дополнительной добычи по нефти (ΔQ_n) и воде (ΔQ_v) практически совпадают и равны 7-8 раз (см. рис. 12).

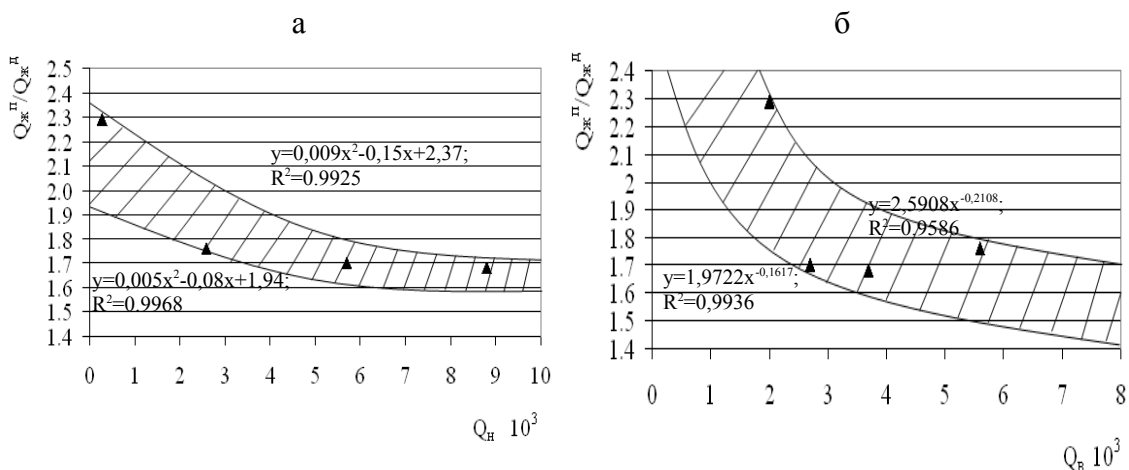


Рисунок 12. Зависимость дополнительной добычи по нефти (а) и воде (б) от соотношения приемистости после и до СКО для пласта А4

Зависимость величины дополнительной добычи по нефти (ΔQ_n) и воде (ΔQ_v) от соотношения пластового давления ($P_{пл}$) и давления закачки ($P_{зак}$) также имеют свою отличительную особенность от пласта В1, а именно с ростом величины отношения ($P_{пл}/P_{зак}$) в 2.5 раза, величина дополнительного дебита по нефти (ΔQ_n) уменьшаются в 2 раза, а по воде (ΔQ_v) – в 6-7 раз (см. рис. 13).

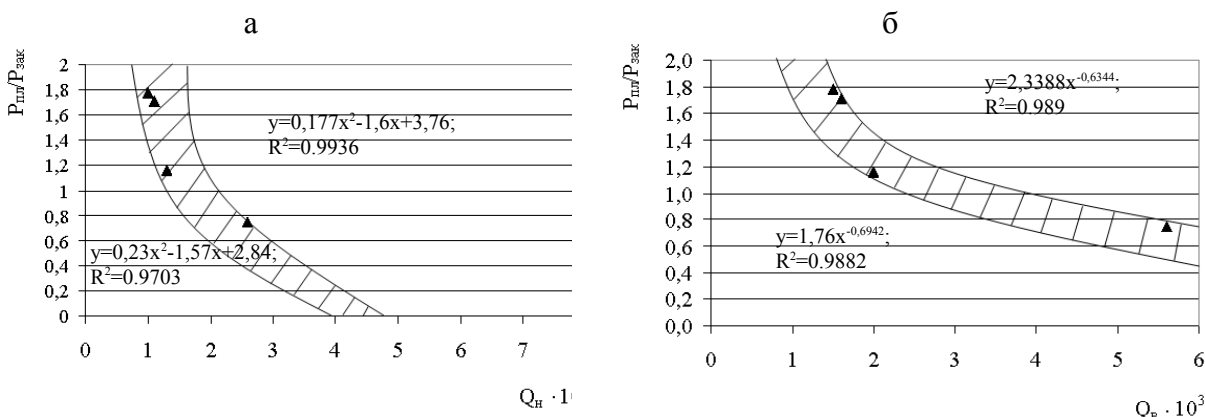


Рисунок 13. Зависимость дополнительной добычи по нефти (а) и воде (б) от соотношения пластового давления и давления закачки для пласта А4

Изучение зависимости продолжительности эффекта по реагирующим скважинам от величины параметров ($Q_{ж}^п/Q_{ж}^д$) и ($P_{пл}/P_{зак}$), характеризующих очаговые нагнетательные скважины в процессе СКО, показало, что они для пластов В1 и А4 имеют некоторую отличительную особенность, а именно: с ростом приемистости нагнетательной очаговой скважины, продолжительность эффекта по нефти (Δt_n) возрастает по сравнению с продолжительностью эффекта по воде (Δt_v). При этом для пласта В1 с ростом приемистости в 1.5-1.7 раза продолжительность эффекта по нефти возрастает в 20 раз, а для пласта А4 – с ростом приемистости в 2 раза продолжительность эффекта по нефти увеличивается только в 3 раза (см. рис. 14).

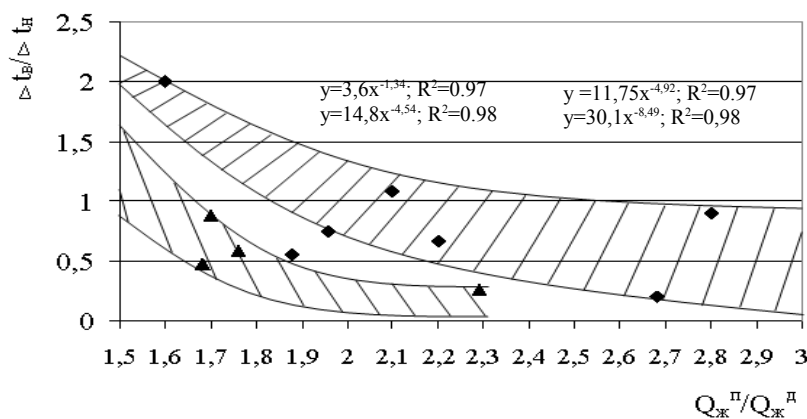


Рисунок 14. Зависимость отношения продолжительности эффекта по нефти и воде от соотношения приемистости после и до СКО для пластов А4 (▲) и В1 (■)

Что касается поведения соотношения продолжительности эффекта по нефти (Δt_n) и воде (Δt_v) от величины отношения $P_{пл}/P_{зак}$, то для пластов В1 и А4 они имеют сходный характер, хотя и отличаются динамикой изменения, а именно: с ростом величины отношения $P_{пл}/P_{зак}$ продолжительность эффекта по нефти (Δt_n) уменьшается по сравнению с продолжительностью эффекта по воде (Δt_v). При этом для пласта В1 с ростом отношения в 2.5 раза продолжительность эффекта по нефти (Δt_n) снижается в 15-17 раз, а для пласта А4 с ростом отношения в 2.5-3 раза, продолжительность эффекта по нефти снижается только в 2-2.5 раза (см.рис.15).

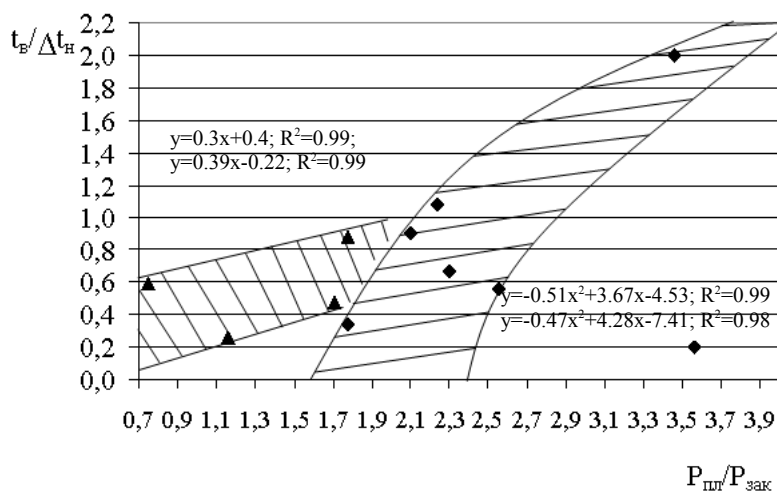


Рисунок 15. Зависимость отношения продолжительности эффекта по нефти и воде от соотношения пластового давления и давления закачки для пластов А4 (▲) и В1 (■)

Сравнительный анализ промысловых данных, полученных после СКО карбонатных отложений разного типа в нагнетательных скважинах, показал, что повышение их приемистости негативно сказывается на дополнительной добыче нефти в обеих типах коллекторов, но при этом способствует увеличению длительности положительного эффекта, который по пласту В1 значительно превосходит эффект по пласту А4.

В то же время увеличение пластового давления по сравнению с давлением закачки кислотного раствора, наоборот положительно сказывается на приросте дополнительной добычи нефти. Однако этот эффект наблюдается только при обработке пласта В1, тогда как при обработке пласта А4 положительный эффект отсутствует.

В результате выполненного анализа можно сделать вывод, что положительный результат от СКО наблюдается только при обработке пласта В1. При этом решающую роль играет соотношение величины пластового давления и давления закачки кислотного раствора, которое должно быть максимально большим.

Литература

1. Требин Г.Ф., Чарыгин Г.Ф., Обухова Т.М. Нефти месторождений Советского Союза. Москва, «Недра», 1974.