

Н.А. Ланин, И.Г. Телегин, А.К. Ягафаров, Тюменский филиал ООО «КогалымНИПИнефть»

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФОРСИРОВАННОГО ОТБОРА ЖИДКОСТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТПП «ПОКАЧЕВНЕФТЕГАЗ»

Форсированный отбор жидкости (ФОЖ) впервые начал применяться на территории бывшего СССР в Азербайджане в середине 30-х годов. В Западной Сибири этот метод повышения нефтеотдачи пластов применялся на Мегионском, Самотлорском, Мамонтовском, Усть-Балыкском, Приразломном, Приобском месторождениях. Технология проведения ФОЖ заключается в постоянном увеличении отборов пластовой жидкости, за счет чего создается перепад давления между пропластками с различной проницаемостью. В результате нефть из нефтенасыщенного (низкопроницаемого) пропластка вовлекается в гидродинамический поток и выносится к добывающей скважине [1-2].

На месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз» в период с 2001 г. по 2004 г. было проведено 25 операций по форсированному отбору жидкости (ФОЖ). Эффект рассчитывался через полгода после начала проведения ГТМ с разделением общего эффекта на две составляющие: по нефтеотдаче пласта и по интенсификации добычи по характеристике вытеснения Р.И.Медведского. Влияние нескольких одновременно проводимых ГТМ на участке оценивалось как одно мероприятие без разделения эффекта по видам ГТМ. В некоторых случаях эффект рассчитывался на последнюю дату, на которую имелись данные.

В таблице 1 приведена сводная таблица по применению ФОЖ на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз». В таблице используются следующие обозначения: НО – нефтеотдача, ИН – интенсификация, темным цветом отмечены те мероприятия эффект по которым

был получен отрицательный [3].

Количество мероприятий разделенных по категориям, показано на рисунке 1. Из гистограммы и таблицы видно, что отрицательные эффекты были получены на пласте АВ₂ (3 из 7 мероприятий неудачны), на пласте БВ₂ (2 из 3-х мероприятий неудачны) и на пласте БВ₈ (одно из 3-х мероприятий неудачны). Средняя эффективность работ по форсированному отбору жидкости составила 76%. Эффективность мероприятий на пластах АВ₁, АВ₁+АВ₂, БВ₃ оказалась равна 100%. Отметим, что наибольшая дополнительная добыча нефти получена на пласте БВ₃, общий эффект на участке № 494 составил 12.28 тыс.т и на участке № 402 дополнительная добыча достигла 14.70 тыс.т.

На рисунках 2-4 приведены графики зависимости эффекта по увеличению нефтеотдачи, по интенсификации добычи нефти и общего эффекта от дополнительной добычи жидкости для

пласта АВ₂ Ключевого и Покачевского месторождений. Из полученной зависимости на рисунке 2 видно, что незначительное увеличение нефтеотдачи на 0.40-0.73 тыс. тонн получено при увеличении отбора жидкости на 15-20 тыс.т, то есть на нефтеотдачу ФОЖ влияет незначительно. В тоже время эффект по интенсификации нефтедобычи в значительной степени зависит от увеличения добычи жидкости на участке (рис.3). Изменение общего эффекта при проведении ГТМ показано на рисунке 4, в этом случае сочетаются варианты, изображенные на рисунках 2 и 3 с явным преобладанием последнего. Такие зависимости дополнительной добычи нефти от дополнительной добычи жидкости объясняются тем, что пласт АВ₂ отличается слабой вариацией параметра проницаемости. Поэтому низкопроницаемых связанных пропластков с застойными нефтяными зонами немного и ФОЖ не вовлекает в



Трубы бурильные с приварными замками для ремонта нефтегазодобывающих скважин

Возможно изготовление труб с прорезями под ключ и без

О Т К Р Ы Т О Е А К Ц И О Н Е Р Н О Е О Б Щ Е С Т В О

ЗАВОД БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

г. Оренбург, пр. Победы, 118
e-mail: zbo@pochta.ru

тел.: +7 (3532) 75-42-67, 75-68-14
факс: +7 (3532) 75-42-73, 75-68-19

www.zbo.ru

Трубы бурильные с приварными замками для геофизических изысканий при поиске и разведке нефти и газа; для бурения разведочных скважин на воду и твердые полезные ископаемые



разработку эти зоны с нефтью, влияя только на скорость разработки залежи. На рисунках 5-6 приведены зависимости интенсификации нефтедобычи и общего эффекта от дополнительной добычи жидкости для пласта БВ₃ Ключевого и Нонг-Еганского месторождений. Из полученной зависимости на рисунке 5 следует, что эффект по интенсификации нефтедобычи в значительной мере зависит от увеличения добычи жидкости на участке. Изменение общего эффекта при проведении ГТМ (рисунок 6) выражается нелинейной зависимостью с минимумом при дополнительной добыче приблизительно в 20 тыс.т. Такие зависимости дополнительной добычи нефти от дополнительной добычи жидкости объясняются тем, что пласт БВ₃ характеризуется хорошей проницаемостью с наличием также и низкопроницаемых связанных пропластков с застойными нефтяными зонами и поэтому ФОЖ во-

влекает в разработку эти зоны с нефтью, однако такое вовлечение неравномерно и происходит только при определенных режимах разработки участков (причем в некоторых случаях и при снижении добычи жидкости). На рисунке 7 приведена зависимость увеличения нефтеотдачи от дополни-

тельной добычи жидкости для скважин пласта БВ₃ Покачевского месторождения. Из полученной зависимости следует, что эффект по нефтеотдаче зависит от увеличения добычи жидкости на участке. При этом для достижения заметного эффекта необходимо значительное (порядка 30 и более тысяч

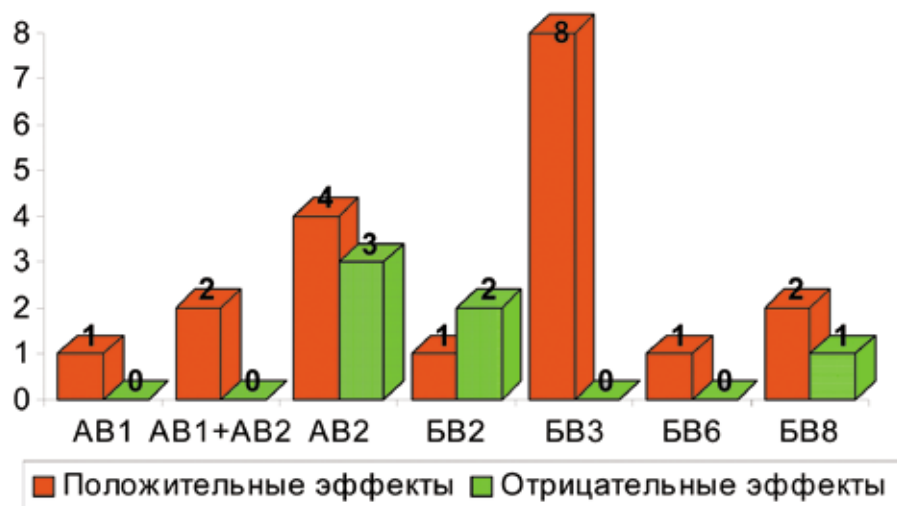


Рис. 1. Распределение общего эффекта от применения форсированного отбора на месторождениях ТПП «Покачевнефтегаз»

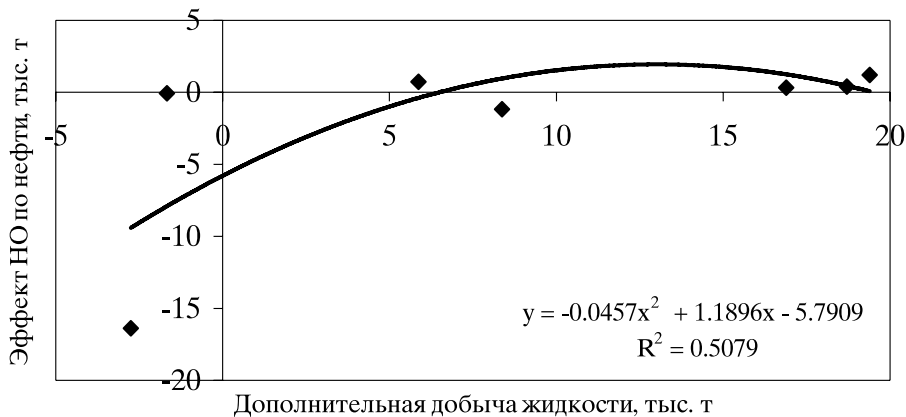


Рис. 2. Зависимости увеличения нефтеотдачи от дополнительной добычи нефти, пласт АВ₂, месторождения Покачевское и Ключевое

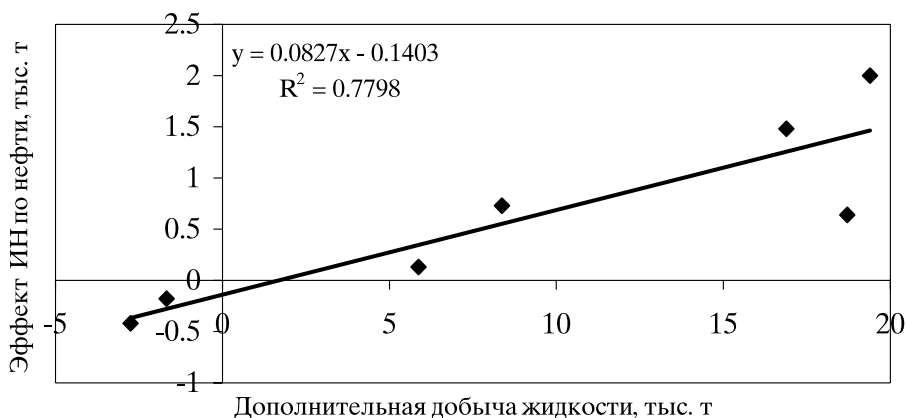


Рис. 3. Зависимости интенсификации нефтедобычи от дополнительной добычи нефти, пласт АВ₂, месторождения Покачевское и Ключевое

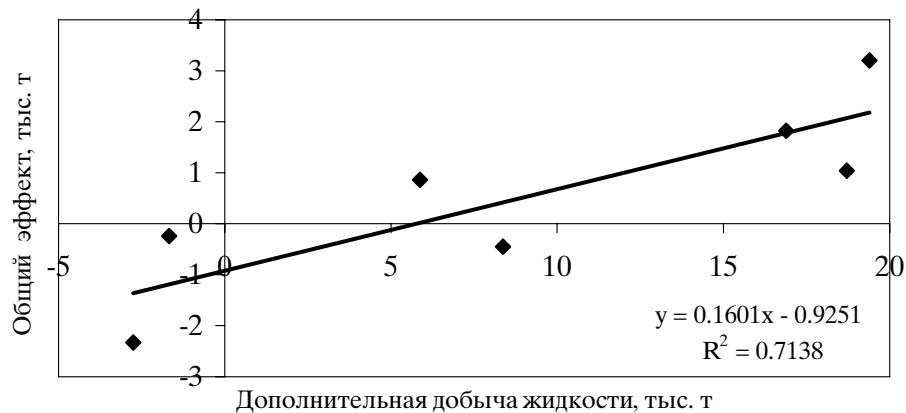


Рис. 4. Зависимости общего эффекта от дополнительной добычи нефти, пласт АВ₂, месторождения Покачевское и Ключевое

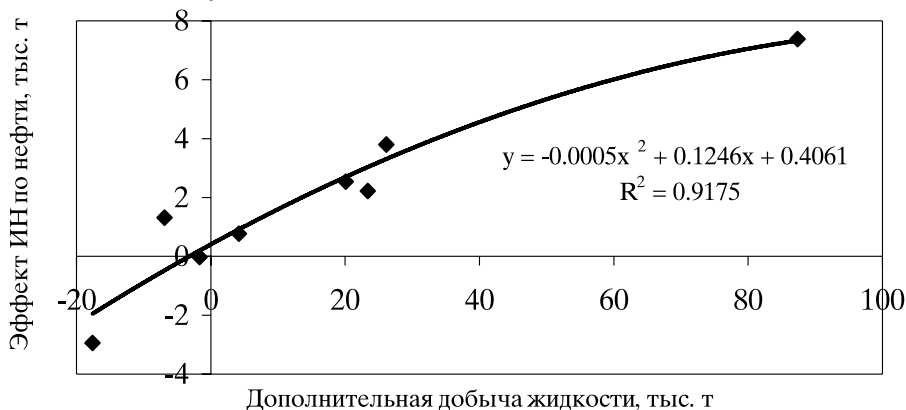


Рис. 5. Зависимости интенсификации нефтедобычи от дополнительной добычи нефти, пласт БВ₃, месторождения Нонг-Еганское и Ключевое

тонн) увеличения добычи жидкости. Ниже рассмотрена эффективность ФОЖ по объектам разработки, на которых отмечено отсутствие эффекта.

ПЛАСТ АВ₂

В таблице 2 приведены данные по соответствующим мероприятиям и по некоторым характеристикам скважин.

Из таблицы видно, что причинами отрицательной эффективности являются:

1. Низкая проницаемость (<100 мД);
2. Близость скважины к ВНК (<300 м) и вследствие высокой проницаемости (>400 мД) быстрое подтягивание законтурной воды.

ПЛАСТ БВ₂

В таблице 3 приведены данные по соответствующим мероприятиям и по некоторым характеристикам скважин.

Из таблицы следует, что причинами отрицательной эффективности являются: связность с водонасыщенными пропластками и близость скважин к ВНК (<300 м).

ПЛАСТ БВ₈

В таблице 4 приведены данные по соответствующим мероприятиям и по некоторым характеристикам скважин.

Из таблицы 4 нельзя однозначно определить, по какой причине отсутствовала эффективность применения ФО на скважине № 854.

ВЫВОДЫ

Причинами отсутствия эффективности при проведении форсированного отбора являются:

- Низкая проницаемость (40-50 мД) объектов АВ₂ (участок № 893), БВ₈ (участок № 854) Покачевского месторождения способствовала тому, что в процессе форсирования отборов, между нагнетательной и добывающей скважинами нарушилась гидродинамическая связь;



Оборудование для строительства и ремонта скважин

- Установка насосная передвижная УНБС2-600х70
- Комплексы цементирования скважин КЦС-40 и КЦС-32
- Установки насосные передвижные УНБ-160х32 и УНБ-160х40
- Агрегаты насосные кислотные АНК 40/50
- Установки паро-передвижные ППУА 1800/100
- Модернизированные блоки манифольда МБМ-70 и МБМ-32
- Насосы трехплунжерные НТП-727А, НТП-727Б и поршневые 9ТМ

ОАО «Концерн «Стромнефтемаш»
 156001, Россия, г. Кострома, ул. Вокзальная, 54
 Тел.: (4942) 627-800 (доб. 24546, 24169), Факс: (4942) 62-78-15
reception@strommash.kostroma.ru, www.stromneftemash.ru



«СТРОМНЕФТЕМАШ»

Таблица 1. Эффективность применения форсированного отбора на ТПП «Покачевнефтегаз»

№	Месторождение	Объект	Участок	Дата начала ГТМ	Эффект НО по нефти, тыс.т.	Эффект ИН по нефти, тыс.т.	Эффект общий по нефти, тыс.т.	Обводненность, %	Доп. добыча жидкости, тыс.т.
1	Ключевое	БВ ₃	5038	27.12.2001	1.78	-0.02	1.77	95.5	-1.68
2	Ключевое	БВ ₂	9Р	2.07.2002	-0.24	0.39	0.15	95.0	6.14
3	Ключевое	АВ ₂	4550	5.05.2001	-16.38	-0.42	-2.33	93.6	-2.75
4	Ключевое	АВ ₁	4563	26.05.2003	10.40	-0.24	3.51	95.8	3.27
5	Нонг-Еганское	БВ ₃	494	26.04.2000	15.22	-2.94	12.28	94.2	-17.60
6	Нонг-Еганское	БВ ₃	422	2.04.2000	4.47	3.80	8.26	97.5	26.14
7	Нонг-Еганское	БВ ₃	558	25.11.2000	5.74	2.54	8.28	95.0	20.11
8	Нонг-Еганское	БВ ₃	640	14.08.2000	1.26	1.31	2.57	96.3	-6.90
9	Нонг-Еганское	БВ ₃	662	13.01.2001	0.40	0.77	1.17	91.0	4.18
10	Нонг-Еганское	БВ ₃	411	21.07.2002	0.71	2.22	2.92	89.8	23.39
11	Нонг-Еганское	БВ ₃	402	2.04.2003	7.31	7.38	14.70	95.8	87.38
12	Нонг-Еганское	БВ ₂	323	12.11.2001	-2.03	1.93	-0.10	95.8	16.28
13	Нонг-Еганское	БВ ₂	699	09.02.2002	-6.41	3.10	-3.31	96.5	84.99
14	Покачевское	БВ ₈	854	5.06.2002	-0.65	0.15	-0.50	98.3	6.97
15	Покачевское	БВ ₈	1510	28.01.2003	-0.17	5.01	4.84	92.4	32.16
16	Покачевское	БВ ₈	333	8.03.2003	3.99	-1.34	2.66	98.0	61.49
17	Покачевское	БВ ₆	1548	15.01.2002	3.64	-1.74	1.91	96.6	31.43
18	Покачевское	АВ ₁ +АВ ₂	2105	28.01.2002	-0.82	2.80	1.98	99.2	20.31
19	Покачевское	АВ ₂	893	26.02.2002	-1.18	0.73	-0.45	94.0	8.37
20	Покачевское	АВ ₂	7125	16.03.2002	0.40	0.64	1.04	96.2	18.71
21	Покачевское	АВ ₁ +АВ ₂	8142	28.03.2002	3.51	0.38	3.90	95.7	4.56
22	Покачевское	АВ ₂	7160	16.07.2002	0.73	0.13	0.86	91.4	5.87
23	Покачевское	АВ ₂	7082	6.10.2002	-0.06	-0.18	-0.24	94.0	-1.67
24	Покачевское	АВ ₂	679, 1498	12.10.2002	1.20	2.00	3.20	94.7	19.39
25	Покачевское	АВ ₂	7195	4.11.2002	0.33	1.48	1.82	94.9	16.89

Таблица 2. Сводная геолого-технологическая характеристика скважин пласта АВ₂

№	Месторождение	Объект	Участок	K _{максг} мД	K _{минг} мД	Близость к ВНК	Связность с водонасыщенными пропластками	Доп.добыча жидкости, тыс.т.
1	Ключевое	АВ ₂	4550	401	5	+	-	-2.75
2	Покачевское	АВ ₂	893	85	1	-	-	8.37
3	Покачевское	АВ ₂	7125	31	6	-	+	18.71
4	Покачевское	АВ ₂	7160	23	17	-	-	5.87
5	Покачевское	АВ ₂	7082	67	12	-	-	-1.67
6	Покачевское	АВ ₂	679, 1498	263	2	+	-	19.39
7	Покачевское	АВ ₂	7195	148	3	-	-	16.89

В таблице введены следующие обозначения: «?» – отсутствие данных, знак «+» для столбца «Близость к ВНК» означает расположение скважины в непосредственной близости к ВНК (<300 м), «+/-» – расположение скважины в отдалении от ВНК на расстоянии 300-800 м, «-» – расположение скважины на значительном отдалении от ВНК (>800 м).

Таблица 3. Сводная геолого-технологическая характеристика скважин пласта БВ₂

№	Месторождение	Объект	Участок	K _{максг} мД	K _{минг} мД	Близость к ВНК	Связность с водонасыщенными пропластками	Доп.добыча жидкости, тыс.т.
1	Ключевое	БВ ₂	9Р	93	17	-	-	-2.75
2	Нонг-Еганское	БВ ₂	323	267	35	+/-	-	16.28
3	Нонг-Еганское	БВ ₂	699	126	7	+/-	+	84.99

Таблица 4. Сводная геолого-технологическая характеристика скважин пласта БВ₈

№	Месторождение	Объект	Участок	K _{максг} мД	K _{минг} мД	Близость к ВНК	Связность с водонасыщенными пропластками	Доп.добыча жидкости, тыс.т.
1	Покачевское	БВ ₈	854	630	379	-	-	6.97
2	Покачевское	БВ ₈	1510	225	26	+	-	32.16
3	Покачевское	БВ ₈	333	630	322	-	-	61.49

- Близость скважины объектов АВ₂ Ключевого (участок № 4550), Покачевского (участок № 7082), БВ₂ (участки №№ 323, 669) Нонг-Еганского месторождений к ВНК, не позволила в полной мере проявиться факторам, способствующим эффективности ФОЖ из-за проявления энергии подстилающих вод, которая нарушила гидродинамическую связь между нагнетательной

и добывающей скважинами;

- Связность объекта БВ₂ (участок № 669) Нонг-Еганского месторождения с нижележащими водонасыщенными пропластками;
- Высокая вязкость нефти – вязкость нефти в пласте БВ₃ Нонг-Еганского месторождения меньше вязкости нефти в пласте БВ₂ почти в два раза.

ЛИТЕРАТУРА

Щелкачев В.Н. Форсированный отбор жидкости как метод интенсификации добычи нефти. Гостоптехиздат, 1946 г.
Овнатанов С.Т., Карпетов К.А. Форсированный отбор жидкости. Недра, М., 1967 г.

Казаков А.А. Некоторые замечания по поводу методов оценки технологической эффективности различных геолого-технологических мероприятий // Нефтяное хозяйство. № 5. 1999.

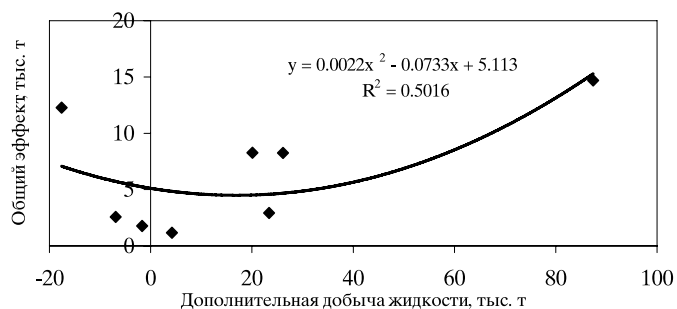


Рис. 6. Зависимости общего эффекта от дополнительной добычи нефти, пласт БВ₃, месторождения Нонг-Еганское и Ключевое

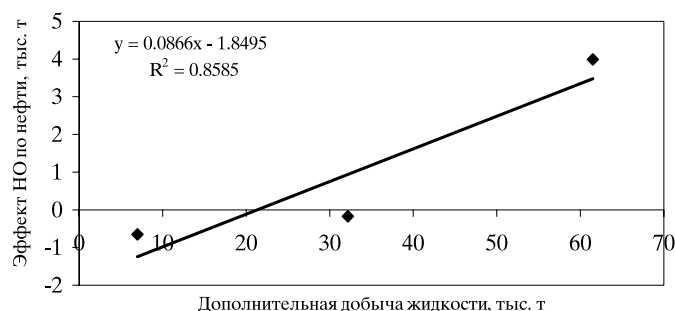


Рис. 7. График зависимости увеличения нефтеотдачи от дополнительной добычи нефти, пласт БВ₈, месторождение Покачевское