

УДК 622.276 (476)

**ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЙ
ВПП ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ,
НА ПРИМЕРЕ ПЛАСТОВ БС ХОЛМОГОРСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ**

Н.А. Демяненко, И.В. Лымарь, А.А. Кудряшов
(БелНИПИнефть)

Эффективная разработка пластов со сложным геологическим строением на последних стадиях разработки невозможна без массового использования методов воздействия на пласт. Одним из направлений, наиболее широко применяемых в условиях зрелых месторождений, являются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов (ФХ МУН), основанные на создании внутрипластовых оторочек, регулировании фильтрационных потоков с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ), полимеров, осадкогелеобразующих композиций, растворов кислот и щелочей, органических растворителей. Обязательным условием получения оптимальных результатов применения ФХ МУН является определение и учет факторов, оказывающих доминирующее влияние на эффективность технологий. Только понимание факторов, оказывающих доминирующее влияние на эффективность технологий, позволяет обеспечить системность при их планировании, применении и получить наилучшие результаты. На примере сложно построенных, неоднородных пластов группы БС (БС10-1, БС11-1) Холмогорского месторождения рассмотрим факторы, существенно влияющие на эффективность технологий выравнивания профилей приемистости (ВПП).

Пласты представлены чередованием песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитовых глин. Коллектора продуктивных пластов характеризуются значительной неоднородностью по площади и разрезу. Основные геолого-физические характеристики коллекторов пластов БС10-1 и БС11-1 по результатам ГИС представлены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов изменяются в очень широких пределах при небольших эффективных толщинах пластов и высоких средних значениях расчлененности разреза.

За период с 2006-го по 2018 г. на нагнетательном фонде пластов БС10-1, БС11-1 проведено 239 скважино-операций по ВПП. Динамика количества скважино-операций, средней дополнительной добычи нефти и объема воздействия на 1 скважино-операцию по пластам БС11-1 и БС10-1, представлена на рисунке 1.

Как видно из рисунка 1, в период с 2006-го по 2011 г. отмечается тенденция роста количества выполняемых скважино-операций при

Таблица 1. – Основные геолого-физические характеристики коллекторов по результатам ГИС

Параметр	Пласт	
	БС10-1	БС11-1
Общая толщина, м	12,0	16,5
Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5,5	7,4
Коэффициент песчанности, д. ед.	0,54	0,52
Коэффициент расчлененности, ед.	4,3	4,6
Проницаемость, мкм ² * 10 ⁻³		
- минимальное значение	1,0	1,0
- максимальное значение	3962,5	1600,4
- среднее значение	58,5	46,3
Коэффициент пористости, д. ед.		
- минимальное значение	0,100	0,094
- максимальное значение	0,278	0,230
- среднее значение	0,175	0,163
Пластовая температура, °С	87	90

одновременном снижении к 2008 г., а затем увеличение среднего объема воздействия и дополнительной добычи на одну скважино-операцию. В период с 2011-го по 2014 г. операции по ВПП не выполнялись. С 2014-го по 2018 г. внедрение технологий ВПП возобновили с поддержанием на стабильном уровне (16-18 скважино-операций в год) объемов работ по пласту БС11-1 и постепенным снижением до 2-х скважино-операций объема работ по пласту БС10-1. При этом снизили удельные объемы воздействия на ПЗП с 500-700 м³ в 2006-2011 гг. до 420-480 м³ на скважино-операцию в 2014-2018 гг. Последнее привело, соответственно, и к снижению удельной технологической эффективности работ с 520-980 до 410-600 т дополнительно добытой нефти на 1 скважино-операцию.

По большинству операций дополнительная добыча нефти составляла от 400 до 600 т. В то же время по скважинам, на которых выполнено несколько операций ВПП, во времени отмечается тенденция снижения эффективности работ. В качестве примера на рисунке 2 представлена динамика изменения объема дополнительной добычи от ВПП в скважине 586. Из рисунка 2 видно, что отмечается снижение как объемов композиций, закачиваемых в ПЗП при ВПП с 700 м³ в 2006 г. до 300-500 м³ в 2015-2018 гг., так и дополнительно получаемой нефти с 1200 т до 150-380 т соответственно. Последнее, по-видимому, связано не только со снижением объема закачки композиций ВПП, но и выработкой запасов во времени.

Отраженная на рисунке 2 тенденция характерна для скважин, ведущих закачку воды в обе рассматриваемые залежи. По ряду скважин, в

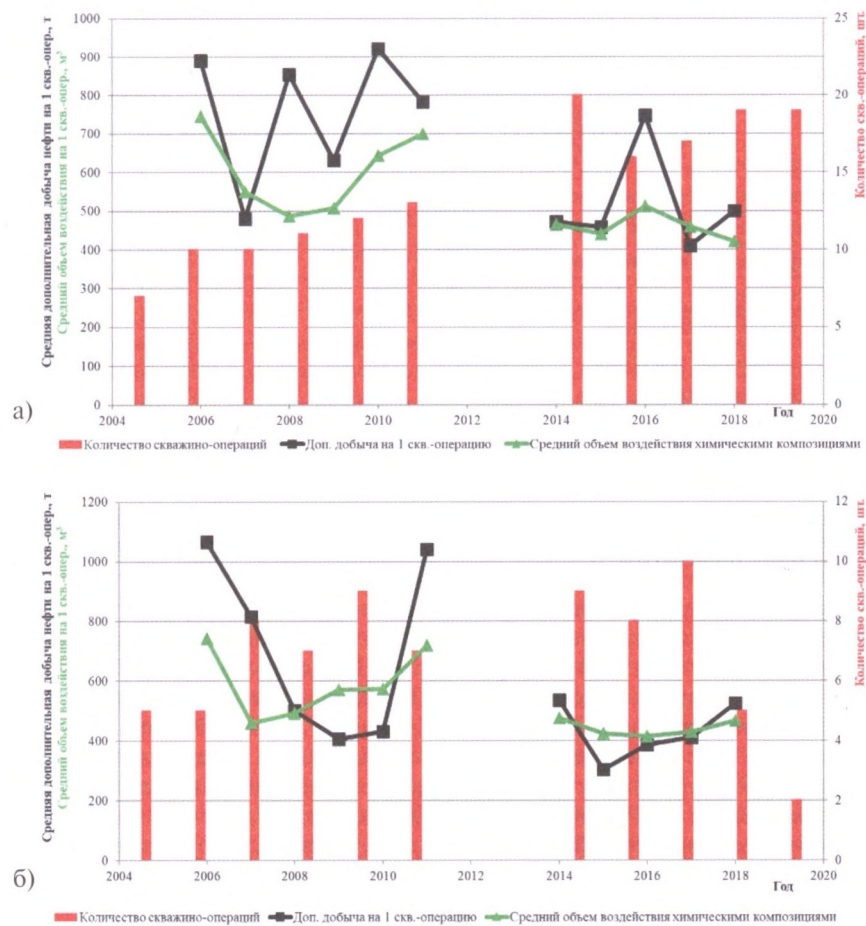


Рисунок 1. – Динамика по годам количества скважино-операций, средней дополнительной добычи нефти и объема воздействия на 1 скважино-операцию (а – пласт БС11-1; б – пласт БС10-1)

которых мероприятия по ВПП выполнялись неоднократно, наблюдается зависимость дополнительной добычи нефти от объема закачанного раствора химреагентов (рисунок 3). Между объемами закачки композиций ВПП и объемами дополнительно добываемой нефти установлены достаточно тесные корреляционные связи с коэффициентами корреляции от 0,64 по скважине 586 (рисунок 3а) до 0,98 для скважины 437 (рисунок 3б).

Мероприятия по ВПП выполнялись по технологиям четырех сервисных компаний: ООО «РонВелл», ООО «ПрогрессНефтеСервис»,

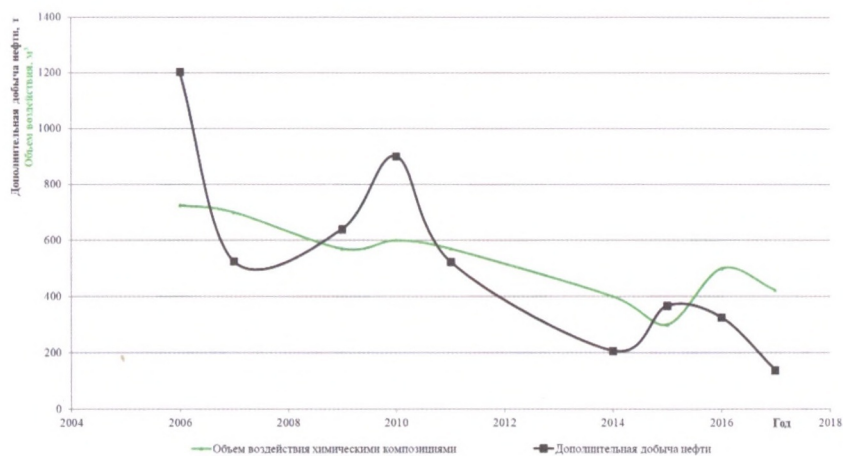


Рисунок 2. — Динамика по годам дополнительной добычи нефти и объема воздействия при ВПП по скважине 586

ООО «Регионсервиснефть» и АО «Химеко-ГАНГ». На рисунке 4 представлены технологические показатели (дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию, количество скважино-операций и реализованных технологий ВПП), применительно к перечисленным выше компаниям.

Как видно из рисунка 4, компании АО «Химеко-ГАНГ» и ООО «ПрогрессНефтеСервис» внедряли на рассматриваемых объектах 6 и 5 технологий ВПП, соответственно, в то время как ООО «РонВелл» и ООО «Регионсервиснефть» по 1 и 2 технологии. Основной объем мероприятий выполнен по технологиям ООО «Регионсервиснефть». Они составляют 60 % от их общего количества за рассматриваемый период. Но наибольшая удельная дополнительная добыча на 1 м³ закачанной композиции отмечается от технологии ООО «РонВелл».

Всего за рассматриваемый период ВПП выполнялось по 13 технологиям, среди которых 62 % (8 из 13) композиций представлены гелеобразующими системами на основе ПАА. Рассмотрим особенности рецептур применяемых композиций по сервисным компаниям.

ООО «Регионсервиснефть»

ВДПС — волокнисто-дисперсные полимерные системы. В состав композиции входят: полимер, древесная мука, глинопорошок.

ЩПСК — щелочная полимер-суспензионная композиция. Состав композиции: сода — 0,1 %; ПАА — 0,1 %; бактерицид — 0,01 %; бентонитовый глинопорошок ПБМГ — 2,5-3 %; ПАВ — 0,3 %.

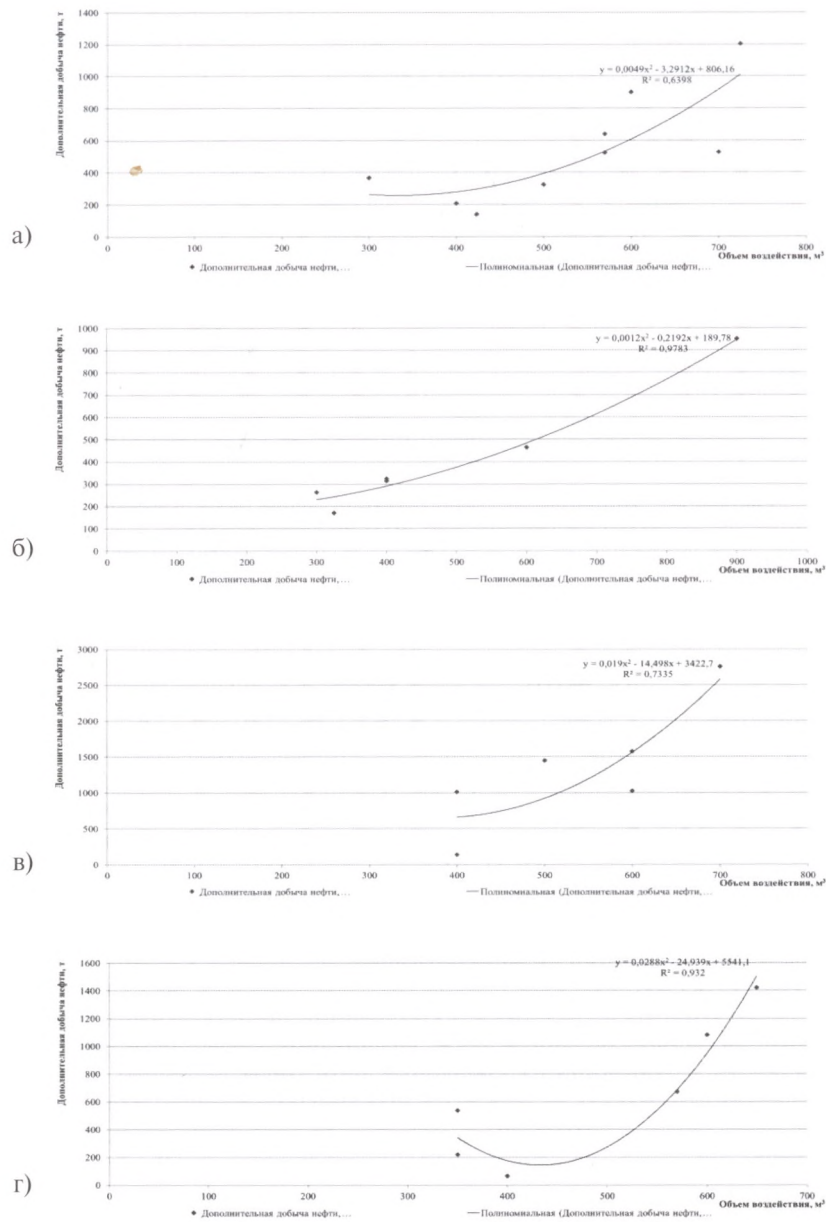


Рисунок 3. – Зависимость дополнительной добычи нефти от объемов закачки композиций ВПП по скважинам: а – 586; б – 437; в – 987; г – 2011

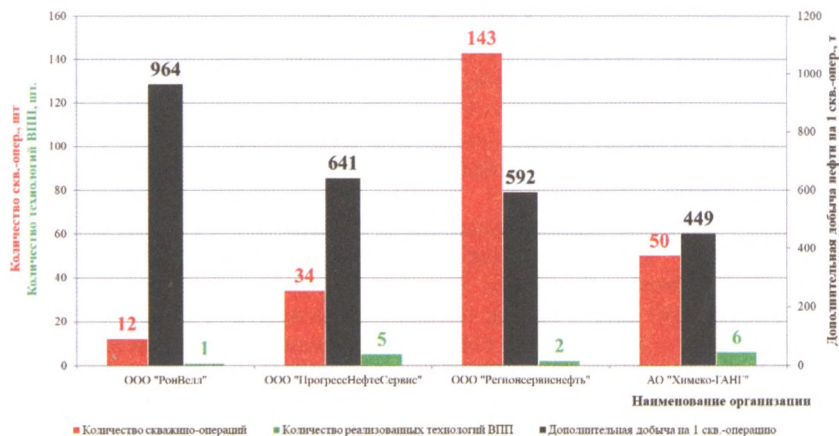


Рисунок 4. – Технологические показатели технологий ВПП по сервисным компаниям

ООО «РонВелл»

СПС – сшитые полимерные системы. Состав композиции: ПАА – 0,25 %; ацетат хрома – 0,075 %.

ООО «ПрогрессНефтеСервис»

ГОС – гелеобразующий состав (ВУС). Основными компонентами технологии являются водорастворимый полимер полиакриламид (ПАА) и сшиватель (соединения хрома или формальдегид).

ГОС-1 – гелеобразующий состав с композитными наполнителями. Особенностью данной технологии является закачка в нагнетательную скважину поочередно полимерной композиции и дисперсной фазы (мела, глины, древесной муки). В результате такой закачки каждый раствор выбирает свойственный для его селективности прослой по проницаемости и закупоривает его.

Для получения максимального эффекта разработчик рекомендует применение комплексных технологий увеличения нефтеотдачи (в частности, СКС+ГОС, СКС+СПС, ГОС-1 + ЭСС + СКС и др.)

СКС+ГОС – кислотная композиция + гелеобразующий состав (см. выше).

СКС – «РИНГО СКС» композиция на основе смеси соляной, монохлоруксусной, хлоркарбонной кислот и модифицирующих добавок, в качестве которых используются следующие компоненты: ингибиторы кислотной коррозии металла и цементного камня, реагенты пролонгирующего глинокислотного воздействия на скелет горной породы-коллектора и кольматанты, ингибиторы выпадения твердого осадка из отработанного раствора, высокоактивные ПАВ синергетического действия, бактерициды.

СКС+СПС – кислотная композиция «РИНГО СКС» + сшитая полимерная система на основе ПАА.

АО «Химеко-ГАНГ»

Композиция ТППС – ОДОПАК – 0,1 %; ПАА (ПАА TR-СНІМЕСО-1516) – 0,1 %. ОДОПАК – термотропный высоковязкий водный раствор полимера (применяется в том числе и при РИР), образующий гель с высокими структурно-механическими свойствами.

ПМСкомп – полимер-минеральная смесь ПМС Химеко-1 + растворюющего ПАВ.

ПМС – полимер-минеральная смесь Химеко-1.

ВДСкомп – вязко-дисперсный состав + сшитая полимерная система + ПАВ. Состав: бентонит + древесная мука, полиакриламид TR-СНІМЕСО-1516; ацетат хрома; понизитель вязкости АФ-41.

ТППСкомп – ТППС+СПС+ПАВ – модификация 3-х видов технологий.

СПС+ПАВ – ПАА (ПАА TR-СНІМЕСО-1516) – 0,3 % + ацетат хрома – 0,04 % + ПАВ Нефтенол К (НК-40) – 0,25 %.

В соответствии с указанными разработчиками критериями применимости технологий ВПП можно отметить, что температурные ограничения для 7 из них (ВДПС, ПМС и ПМСкомп) составляют менее 80-85°C, а декларируемая температура для ШПСК – 90°C, является критической для термических условий пластов БС10-1 и БС11-1. Кроме того, в композициях АО «Химеко-ГАНГ» и, вероятно, ООО «РонВелл» (не указана марка ПАА) используются гидролизованые полиакриламиды, рабочим температурным пределом для которых является температура 80°C.

Общеизвестно, что в процессе эксплуатации нагнетательных скважин наблюдается охлаждение прискважинной зоны пласта, что снижает температурные требования к составам для ВПП. В тоже время при закачке в нагнетательные скважины воды и проталкивании композиций ВПП вглубь пласта будет происходить их нагревание и, естественно, постепенная термодеструкция, что будет снижать эффективность ВПП. Оценить данные температурные изменения для обоснования возможности использования той или иной химической композиции не представляется возможным, ввиду отсутствия информации об изменении температуры в области распределения потокоотклоняющего материала. Таким образом, можно констатировать, что, вероятно, ни один из использованных составов для ВПП не адаптирован к термическим условиям пластов БС10-1 (пластовая температура 87°C) и БС11-1 (пластовая температура 90°C). Последнее, видимо, сказалось на технологической эффективности выполненных работ.

Технологическая эффективность ВПП по технологиям сервисных компаний, ранжированным по эффективности по пластам, представлена в таблице 2.

Из таблицы 2 следует, что основной объем мероприятий по ВПП проведен в скважинах, ведущих нагнетание в пласт БС11-1 (68,5 %). Средняя дополнительная добыча нефти на 1 м³ закачанной композиции по пласту БС11-1 выше и составляет 1,18 т/м³, по сравнению с пластом БС10-1, по которому удельная технологическая эффективность равна 1,08 т/м³.

Таблица 2. – Удельные технологические показатели по реализованным технологиям ВПП

Наименование организации	Тип технологии ВПП	Пласт	Количество скважино-операций, шт.	Суммарный объем воздействия, м ³	Суммарная дополнительная добыча, т	Удельная эффективность на	
						1 м ³ композиции	1 скв.-опер.
ООО «Регион-сервиснефть»	ВДПС	БС10-1	16	10205	11164	1,09	697,8
		БС11-1	25	16810	21221	1,26	848,8
ООО «РонВелл»	ЩПСК	БС10-1	33	15185	13861	0,91	420,0
		БС11-1	67	32095	38105	1,19	568,7
ООО «РонВелл»	СПС	БС10-1	5	3715	5333	1,44	1066,6
		БС11-1	8	5725	6471	1,13	808,9
ООО «РонВелл»	ГОС	БС10-1	5	2900	3951	1,36	791,4
		БС11-1	7	3800	5607	1,48	801,0
ООО «Прогресс-НефтеСервис»	ГОС-1	БС11-1	4	3000	3089	1,03	772,3
		БС10-1	5	2125	2831	1,33	566,2
ООО «Прогресс-НефтеСервис»	СКС+ГОС	БС11-1	5	1825	2785	1,52	557,0
		БС10-1	3	1221	1310	1,07	436,7
ООО «Прогресс-НефтеСервис»	СКС+СПС	БС11-1	3	1248	1616	1,29	538,7
		БС10-1	1	460	660	1,43	660,0
ООО «Прогресс-НефтеСервис»	ТППС	БС11-1	6	2225	3003	1,35	500,5
		БС10-1	1	475	390	0,82	390,0
АО «Химико-ГАНГ»	ПМСкомп	БС11-1	15	7025	7472	1,06	498,1
		БС10-1	3	1460	1389	0,95	463,0
АО «Химико-ГАНГ»	ПМС	БС11-1	13	6118	6298	1,03	484,5
		БС11-1	1	315	341	1,08	341,0
АО «Химико-ГАНГ»	ВДСкомп	БС10-1	1	365	497	1,36	497,0
		БС11-1	6	2550	1756	0,69	292,7
АО «Химико-ГАНГ»	ТППСкомп	БС10-1	1	325	170	0,52	170,0
		БС11-1	1	350	220	0,63	220
АО «Химико-ГАНГ»	СПС+ПАВ	БС10-1	74	38436	41556	1,08	561,6
		БС11-1	161	83086	97984	1,18	608,6
Всего			235	121522	139540	1,15	593,8

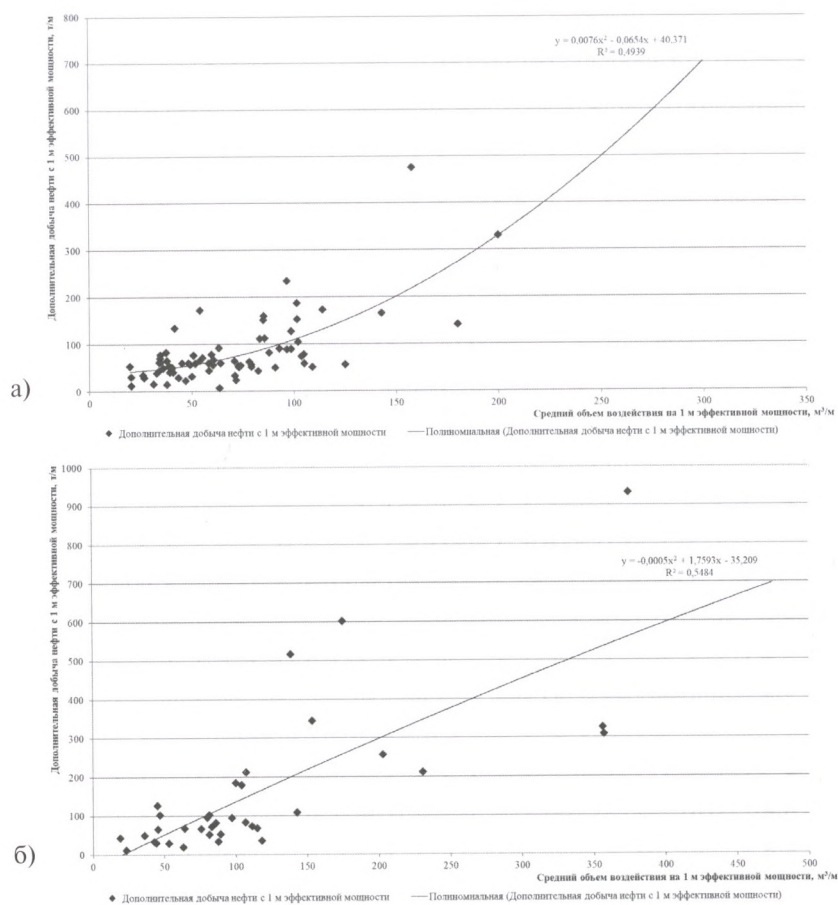


Рисунок 5. – Зависимость дополнительной добычи нефти с 1 погонного метра эффективной мощности от среднего объема воздействия гелеобразующими составами на 1 погонный метр эффективной мощности по пласту БС10-1 (а) и БС11-1 (б)

По удельной эффективности на 1 м³ закачанного в пласт реагента композиции располагаются следующим образом (таблица 2).

Пласт БС10-1: СПС (1,44) – ТППС (1,43) – ГОС (1,36) – ТППСкомп (1,36) – СКС+ГОС (1,33) – ВДПС (1,09) – СКС+СПС (1,07) – ПМС (0,95) – ЩПСК (0,91) – ПМСкомп (0,82) – СПС+ПАВ (0,52).

Пласт БС11-1: СКС+ГОС (1,52) – ГОС (1,48) – ТППС (1,35) – СКС+СПС (1,29) – ВДПС (1,26) – ЩПСК (1,19) – СПС (1,13) – ВДСкомп (1,08) – ПМСкомп (1,06) – ГОС-1 (1,03) – ПМС (1,03) – ТППСкомп (0,69) – СПС+ПАВ (0,63).

Приведенное ранжирование по удельной эффективности на 1 м³ закачанного реагента показывает, что для пласта БС10-1 наиболее технологически эффективными являются технологии ВПП с закачкой в пласт композиций СПС, ТППС, ГОС, ТППСком и СКС+ГОС, обеспечившие получение на 1 м³ закачанной композиции до 1,44-1,33 т дополнительно добытой нефти. Для пласта БС11-1 максимальный эффект достигнут при использовании композиций СКС+ГОС, ГОС, ТППС с удельной эффективностью 1,52-1,35 т нефти на 1 м³ закачанного в пласт раствора реагента.

На рисунке 5 представлены зависимости дополнительной добычи нефти с 1 погонного метра эффективной мощности от среднего объема воздействия гелеобразующими составами на 1 погонный метр эффективной мощности по пластам БС10-1 и БС11-1. Из рисунка 5 видно, что наблюдается достаточно явная зависимость дополнительной добычи нефти от среднего объема воздействия на 1 метр эффективной мощности. Кривая тренда по пласту БС11-1 имеет гиперболический вид, что свидетельствует о целесообразности, с целью повышения эффективности мероприятий, увеличения объемов закачки композиций и создания более протяженного гидроэкрана, со смещением зоны перераспределения фильтрационных потоков в глубь пласта к зонам с повышенной остаточной нефтенасыщенностью и плотностью остаточных извлекаемых запасов.

Выводы

1. При проведении ВПП на нагнетательном фонде скважин пластов БС10-1 и БС11-1 Холмогорского месторождения внедрялись 13 технологий четырех сервисных компаний.

2. Мероприятия достаточно эффективны и обеспечивают в среднем более одной тонны дополнительно добытой нефти на 1 м³ закачанной композиции.

3. Наиболее эффективны технологии, базирующиеся на гелеобразующих системах с использованием ПАА и термотропных полимеров.

4. Температурные ограничения (80-85°С) применявшихся технологий ВПП ниже фактических пластовых температур пластов БС10-1 (87°С) и БС11-1 (90°С), что, по-видимому, частично снизило эффективность технологий.

5. При увеличении объемов воздействия и формировании протяженного гидроэкрана отмечается тенденция роста эффективности работ как по пласту БС11-1, так и по пласту БС10-1.

6. Для пласта БС10-1 наиболее технологически эффективными являются технологии ВПП с закачкой в пласт композиций СПС, ТППС, ГОС, ТППСком и СКС+ГОС, обеспечившие получение на 1 м³ закачанной композиции до 1,44-1,33 т дополнительно добытой нефти. Для пласта БС11-1 максимальный эффект достигнут при использовании композиций СКС+ГОС, ГОС, ТППС с удельной эффективностью 1,52-1,35 т нефти на 1 м³ закачанного в пласт раствора реагента.