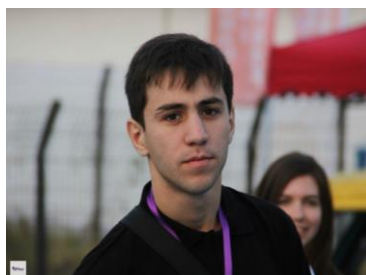


АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТОК ПРИЗАБОЙНЫХ ЗОН ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН НА ПОВХОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Гаджиев М.Д.



*Гаджиев Магомедрашид Джалалидинович – магистрант,
направление: нефтегазовое дело,
кафедра разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений,
Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень*

Аннотация: за 2011 год на месторождениях ТПП «Козалымнефтегаз» проведено 339 ОПЗ, в том числе из бездействующего фонда – 31, которые включают в себя работы с использованием кислотных составов, позволяющих очистить призабойную зону добывающих скважин и осуществить комплексное физико-химическое воздействие на призабойную зону с целью интенсификации притока жидкости. Некоторые кислотные композиции включают в себя гидрофобизирующие добавки. Как правило, работы проводятся с последующим извлечением продуктов реакции.

В статье анализируются результаты внедрения технологий обработок призабойных зон добывающих скважин на Повховском месторождении.

Ключевые слова: добывающие скважины, обработка призабойной зоны пласта, удельный эффект, Повховское месторождение.

За 2011 год на Повховском месторождении проведено 122 обработки призабойной зоны пласта с целью интенсификации добычи нефти. Дополнительно получено 44093 т нефти при текущей средней удельной эффективности 380 т на 1 скважино-операцию, эффект части скважин продолжается. В таблице (таблица 1) и на рисунке (рисунок 1) приведено распределение обработок по видам ОПЗ, а также их эффективность и удельный эффект.

Технологией Алдинол было обработано 55 скважин, дополнительная добыча нефти от выполнения данного мероприятия составила 30.6 тыс. т. Среднесуточный прирост дебита нефти составил 4.3 т/сут. Из 55 обработок 9 оказались низкоэффективными. Технологией ВДХВ в качестве опытно-промышленных работ обработано две скважины. После обработок дебит нефти увеличился в среднем на 3.1 т/сут. Дополнительная добыча нефти составила 621 т.

Комплексной технологией Гелий обработано 29 скважин, в т.ч. 3 из них низкоэффективны. Дополнительная добыча нефти составила 9996 т, среднесуточный прирост дебита нефти составил 2.8 т/сут.

Технологией КСПЭО обработано 9 скважин, дополнительная добыча нефти от выполнения данного мероприятия составила всего 488 т нефти. Среднесуточный прирост дебита нефти очень низкий, он составил 1.8 т/сут.

Таблица 1. Геолого-физические характеристики участков ОПЗ

Технология	Количество обработок, ед	Доп. добыча нефти, т	Уд. эффект т/скв.обр	Ср. суточный прирост, т/сут
Алдинол	55	30631.8	557	4.3
ВДХВ	2	621.1	311	3.1
Гелий	29	9995.5	345	2.8
ГИО	1	0.0	0	0.0
КСПЭО	9	488.8	54	1.8
Элтинокс	20	2355.8	118	2.3

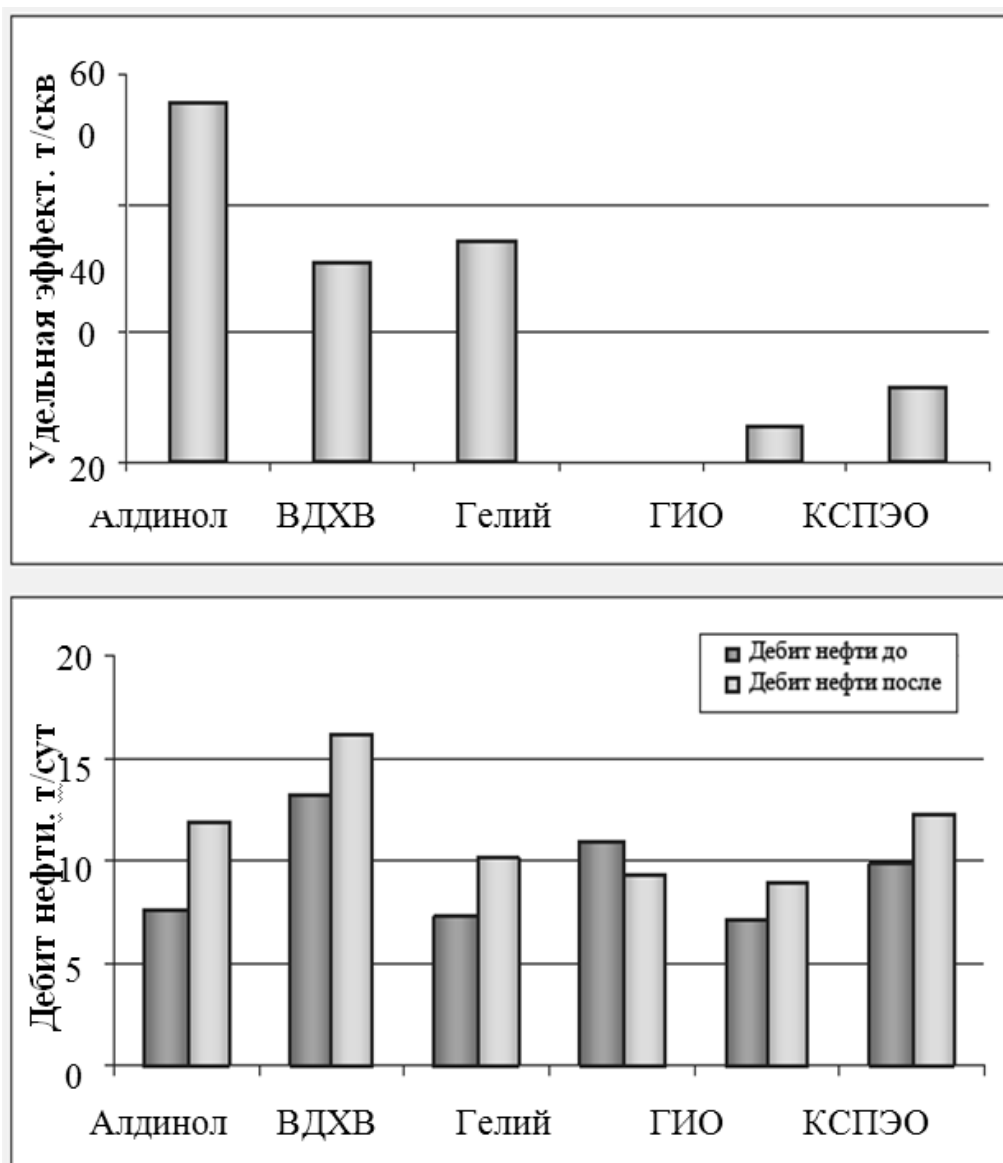


Рис. 1. Расположение участков ОПР на карте эффективных нефтенасыщенных толщин

Во 2 квартале 2011 года начались обработки составом Элтинокс, обработано 20 скважин. Дополнительная добыча нефти составила 2356 т, среднесуточный прирост дебита нефти составил 2.3 т/сут. Эффект по части скважин продолжается.

Наибольший удельный эффект наблюдается по обработкам технологиями Алдинол и Гелий.

Выводы и рекомендации:

На пласте БВ8 Повховского месторождения очень хорошо себя зарекомендовали технологии на основе соляной кислоты (Алдинол), комплексная обработка Гелий, а также Газоимпульсная обработка (ГИО). В данный момент в основном эти составы применяются для обработок добывающих скважин на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз».

Для более эффективного подбора скважин под конкретную технологию, были выявлены граничные значения факторов, влияющих на эффективность обработки (таблица 2). В дальнейшем рекомендуется учитывать данные факторы при подборе скважин под ОПЗ на пласте БВ8 Повховского месторождения.

На пласт ЮВ1 Повховского месторождения сделано мало обработок для того чтобы определить значимость геологических факторов, а также их граничные условия. Наибольшую эффективность на пласте показала технология Алдинол и КСПЭО. Рекомендуется дальнейшее применение этих составов на пласте ЮВ1, а также последующий мониторинг за исходом обработок ПЗП.

Таблица 2. Факторы и их рекомендуемые значения наиболее эффективного применения составов в скважинах объекта БВ8 Повховского месторождения

Показатели	Объект БВ8	
	Гелий	Алдинол

qж, м3/сут	≤ 12	≤ 20, ≥ 40
В, %	≤ 30	33 ÷ 77
Тек. КИН, %		≤ 33
К расчл	4 ÷ 9	4 ÷ 10
К прон средневзвеш, мД		< 10, > 70
К пес, %	< 37	35 ÷ 68
S н/н, %	< 64, > 74	< 63, > 72
Удельный дебит жидкости на 1 м перф толщины, м3/сут*м	≤ 1.5	≤ 2.1, ≥ 4.0
Перфор. нефт. толщина, м		2 ÷ 12
qж макс/qж, доли	≥ 2.5	≤ 2.2, ≥ 3.8

На пласте Ач2 проведено 8 обработок технологиями Алдинол, гелий и Элтинокс. Успешность обработок составила 100%, прирост дебитов нефти в среднем по Алдинол – 4.0 т/сут., Гелий – 3.0 т/сут., по Элтинокс – 4.4 т/сут. Хорошо себя зарекомендовали технологии Алдинол и Элтинокс, рекомендуются к дальнейшей апробации.

Обработки с отрицательными и незначительными эффектами связаны с деоптимизацией процесса эксплуатации, техногенным воздействием посторонней воды, медленным процессом удаления продуктов реакции и др. [1].

Низкая эффективность или ее отсутствие зачастую объясняется несовершенной методикой расчета дополнительной добычи – метод прямого счета, при котором базовый дебит берется как среднее значение последних трех месяцев работы скважины. Во многих случаях ОПЗ производятся на скважинах после ранее проведенного ГРП, на которых происходит интенсивное снижение дебита по жидкости в последние месяцы перед обработкой, на таких скважинах ОПЗ проводят с целью восстановления и стабилизации ее добычных возможностей, а после обработки, как правило, спускается ГНО меньшего типоразмера, в результате после таких обработок дополнительная добыча отсутствует по причине высокого базового дебита [2].

В дальнейшем рекомендуется оценивать эффективность ОПЗ не только по полученной дополнительной добыче нефти, но и по изменению коэффициента продуктивности, для чего с 2012 года будет проводиться факторный анализ обработок.

Список литературы

1. *Викторин В.Д., Лычков Н.П.* Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам. М. Недра, 1980.
2. *Кристиан М., Сокол С., Константинеску А.* Увеличение продуктивности и приемистости скважин. М. Недра, 1985.