

## ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ И БОКОВЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖИ №8 РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»

Семенов А.В.

научный руководитель

*Альметьевский государственный нефтяной институт*

Бурение дополнительных, боковых или вторых стволов в скважинах широко распространяется во всех нефтяных регионах России как один из эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов в условиях падающей добычи нефти и перехода многих месторождений на позднюю стадию разработки [1]. Необходимо отметить, что при незначительных остаточных запасах бурение новых скважин приводит к чрезмерному увеличению затрат, что делает дальнейшую разработку месторождений нерентабельной [2]. Поэтому в данных условиях наиболее приемлемыми являются мероприятия по восстановлению малодебитных, обводненных, нерентабельных, аварийных скважин с помощью бурения боковых стволов (БС) [3]. Это направление для старых нефтедобывающих районов, каковым является республика Татарстан, наиболее перспективно и актуально [4]. Для его развития имеются все необходимые условия: большой пробуренный фонд скважин, отработанность основных пластов и объектов [5].

В данной статье представлен анализ восемнадцати скважин, с боковыми стволами, девять из которых имеют горизонтальное окончание. Отмечено, что каждая скважина имеет определенную цель "зарезки". Фонд скважин с БС и БГС по цели "зарезки" распределился следующим образом: 1) Бурение БС с минимальным смещением забоя по причине аварии на забое - 2 скважины. 2) "Зарезка" БС, БГС в направлении более высоких гипсометрических отметок с локализацией остаточных запасов - 8 скважин. 3) "Зарезка" БС, БГС из зоны отсутствия коллекторов (или из зоны низкопроницаемых коллекторов) в зону наличия пласта (или в зону лучшего коллектора) - 8 скважин.

Анализируя показатели работы скважин до и после "зарезки", отмечено увеличение дебита нефти и снижение обводненности добываемой продукции. К примеру в скважине 27\*\*0 после проводки бокового ствола дебит нефти увеличился с 0,1 т/сут до 2,4 т/сут. Обводненность снизилась с 98 % до 10 %. В скважине 2\*\*\*д дебит нефти до "зарезки" не превышал 0,3 т/сут., а обводненность составляла 98%, после проведения БГС дебит нефти составил 14,4 т/сут., обводненность - 30%. Изменение дебита нефти и обводненности представлены на рисунках 1.1 - 1.2.

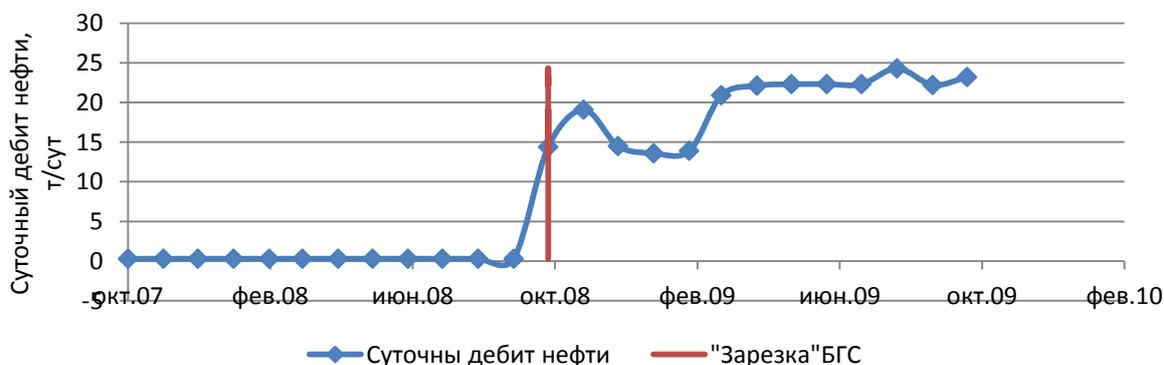


Рисунок 1.1 - Изменение дебита нефти в скважине 2\*\*\*д до и после "зарезки" БГС

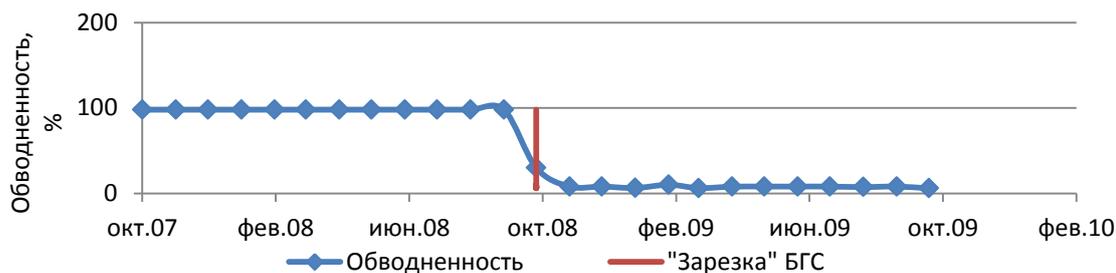


Рисунок 1.2 - Изменение обводненности в скважине 2\*\*\*д до и после "зарезки" БГС

Анализ результатов ГДИ до и после "зарезки" показал увеличение гидропроводности как на скважинах с боковыми стволами, так и на скважинах с боковыми горизонтальными стволами, за исключением скважин 27\*\*9 (БС), 1\*\*1(БГС), 2\*\*\*8(БГС), что обусловлено попаданием в зону с худшими коллекторскими свойствами.

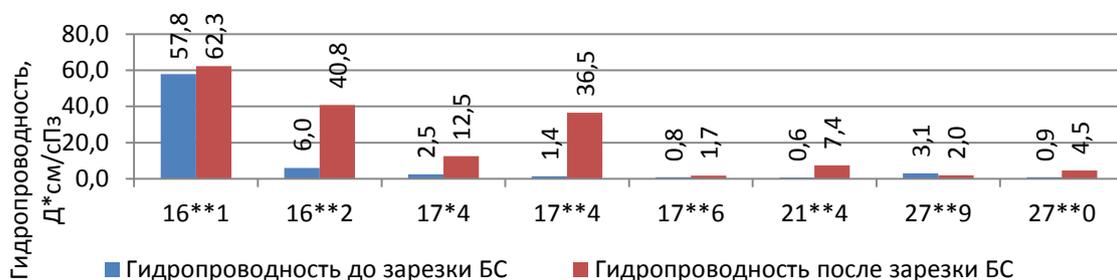


Рисунок 1.3 - Гидропроводность до и после зарезки БС

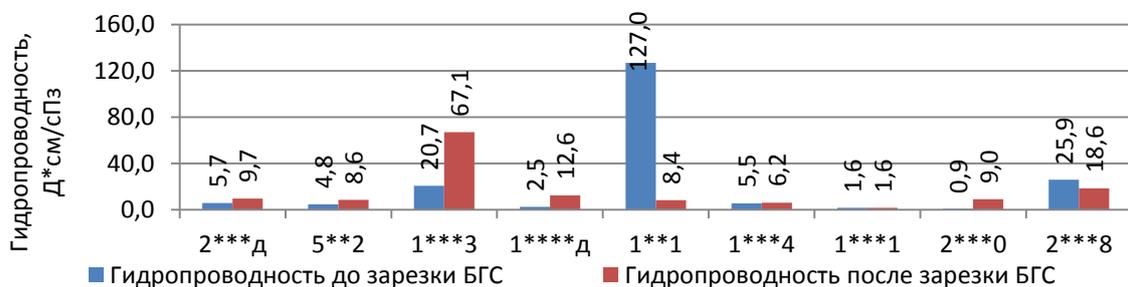


Рисунок 1.4 - Гидропроводность до и после зарезки БГС

Что касается скин эффекта, после "зарезки" его величина не превышает нуля, что свидетельствует о качественном вскрытии пласта, а в восьми скважинах наблюдается его уменьшение, т.е. фильтрационные свойства "новой" ПЗ лучше "старой".

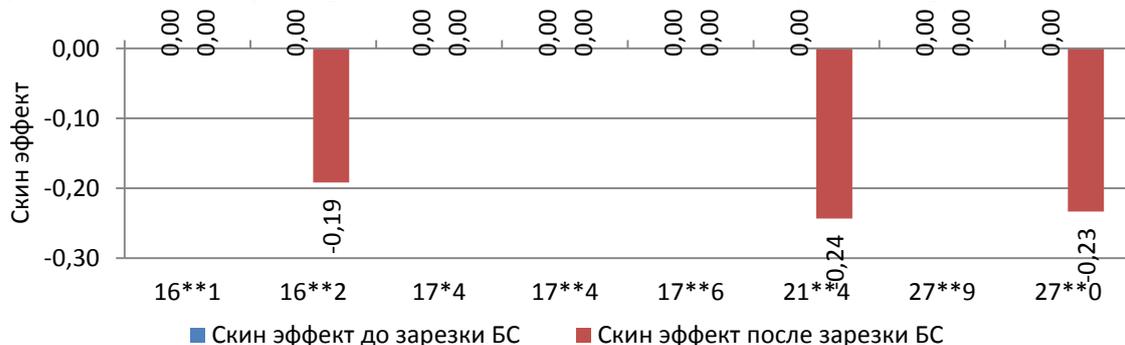


Рисунок 1.5 - Скин эффект до и после зарезки БС

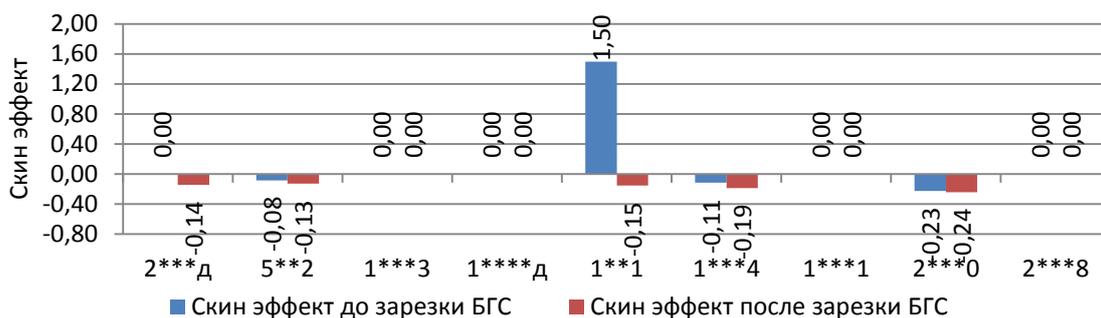


Рисунок 1.5 - Скин эффект до и после реззки БГС

На рассмотренном фонде скважин с БС отмечается увеличение пьезопроводности, за исключением скважины 27\*\*9. На фонде скважин с БГС тенденции увеличения пьезопроводности не отмечается.

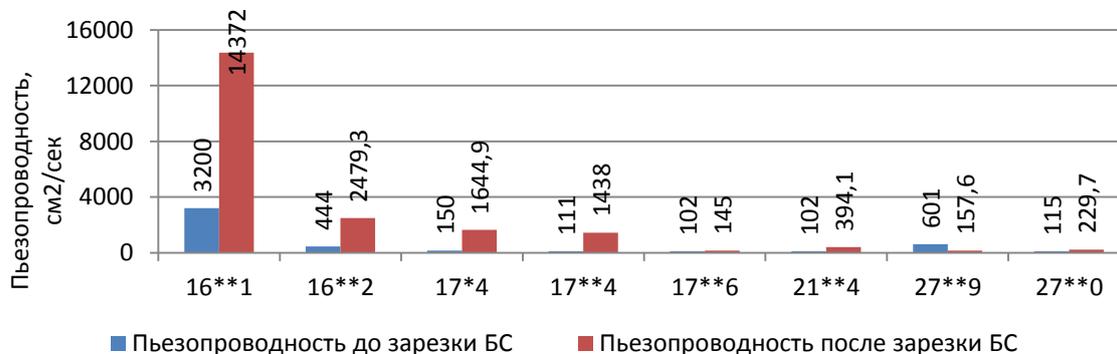


Рисунок 1.6 - Пьезопроводность до и после реззки БС

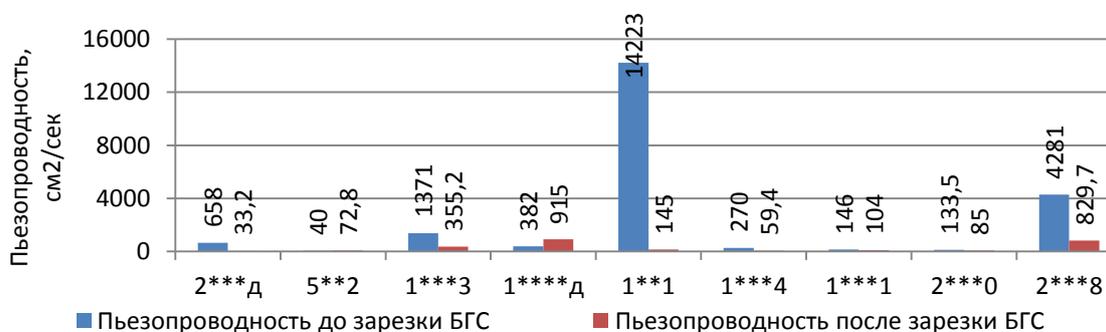


Рисунок 1.6 - Пьезопроводность до и после реззки БГС

Также был проведен ассоциативный анализ влияния на дебит нефти пластового давления, депрессии, фазовой проницаемости, пористости, нефтенасыщенности, длины ствола, вскрывшего продуктивный пласт. В ходе анализа выявлено влияние длины ствола на дебит нефти. Связь с остальными факторами установить не удалось.

Чтобы оценить степень влияния каждого фактора в отдельности, а так же при их взаимодействии был проведен дисперсионный анализ. Результаты анализа подтвердили связь длины ствола и дебита нефти. Также влияние оказывает сочетание длины ствола проницаемости и депрессии (в скважинах с БС). В скв с БГС существенное влияние оказывает сочетание длины ствола и депрессии; длины ствола депрессии и проницаемости. В меньшей степени влияет сочетание длины ствола и фазовой проницаемости.

#### Список используемой литературы

1. Самигуллин, В.Х. Восстановление бездействующих и малодебитных скважин путем бурения дополнительных стволов [Текст] / В.Х. Самигуллин, Р.М. Гилязов, Т.Н. Валуйскова, Г.И. Бикмухаметова, Р.Х. Юмашев // Нефтяное хозяйство. -2007.- №11.- С.13-14.
2. Гилязов, Р.М. Проблемы заканчивания скважин с боковыми стволами [Текст] / Р.М. Гилязов, Р.Ш. Рахимкулов // Нефтяное хозяйство. -2001. -№ 11.- С. 10-12.
3. Самигуллин, В.Х. Результаты эксплуатации комплекса инструмента "КГБ" для забуривания боковых стволов в один рейс [Текст] / В.Х. Самигуллин, Р.М. Гилязов, Г.И. Бикмухаметова, Р.Х. Юмашев // Нефтяное хозяйство.- 2007.- №4. -С. 25-27.
4. Фаттахова, Л.И. Эффективность зарезки боковых и боковых горизонтальных стволов на скважинах старого фонда залежей №5 и №8 бобриковского горизонта нижнего карбона Ромашкинского месторождения республики Татарстан [Текст] / Л.И. Фаттахова // Труды X Международного симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых "Проблемы геологии и освоения недр". Томск. - 2006.- С. 389.
5. Гилязов Р.М. Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами. [Текст] / Р.М. Гилязов- М.: ООО "Недра-Бизнесцентр". - 2002.- С.13.