

**ОПЫТ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ
БОБРИКОВСКОГО ГОРИЗОНТА С ПРИМЕНЕНИЕМ БГС**

Вафин Р.Р.

научный руководитель - к.т.н., доцент кафедры РиЭНГМ, Захарова Е.Ф.

Альметьевский государственный нефтяной институт

Ромашкинское месторождение, как и многие другие месторождения, разрабатываемые сейчас в России, находится в поздней стадии эксплуатации, все более актуальной становится задача сохранения или увеличения объемов нефтедобычи. Месторождения постепенно обводняются, новые, подобные Западно-Сибирскому региону, не появляются, передислокация в отдаленные необжитые, необустроенные регионы требует больших финансовых вложений, поэтому жизнь все более будет подталкивать к капитальному ремонту фонда бездействующих скважин. Возврат в производство простаивающих скважин имеет большое значение для получения дополнительной нефти.

Зарезка боковых стволов - это одна из наиболее эффективных технологий, позволяет добиться повышения добычи нефти на старых месторождениях и увеличения коэффициента извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем зарезки боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной. Эффективность технологии основана на том, что вскрытие продуктивного пласта горизонтальным стволом приводит к увеличению контактной площади взаимодействия пласта со стволом скважины, снижению фильтрационных сопротивлений в призабойной зоне пласта, что в итоге приводит к значительному росту дебита скважины и коэффициента нефтеотдачи.

Метод бурения БС и БГС позволяет существенно (в 2-10 раз) повысить дебиты скважин при сравнительно меньших затратах, чем на бурение новых скважин. Помимо экономического эффекта КРСбурением БС и БГС сокращает техногенное воздействие буровых работ на окружающую среду[1].

Это направление наиболее перспективно для старых нефтедобывающих районов. В условиях острого дефицита инвестиций строительство боковых стволов является эффективным средством интенсификации добычи нефти и повышения нефтеизвлечения пластов. Для его развития имеются все необходимые условия: значительный фонд пробуренных скважин и отработанность основных пластов в них, наличие большого числа невыработанных пластов как в основном эксплуатационном объекте, особенно в вышележащих отложениях.

Стоимость и срок окупаемости капитальных затрат на восстановление скважин методом бурения БС и БГС значительно ниже аналогичных показателей бурения новых скважин за счет использования большей части ствола существующей скважины и имеющейся инфраструктуры месторождения[2].

Использование нерентабельных, простаивающих и аварийных скважин бурением боковых и боковых горизонтальных стволов позволяет:

- восстановить бездействующие, нерентабельные, аварийные скважины;
- вскрыть и подключить к разработке оставшиеся целики, тупиковые зоны, пропущенные нефтяные пласты и др;
- повысить нефтеотдачу пластов за счет увеличения площади дренирования;
- сократить затраты времени и материальных средств на проведение работ по обустройству и подключению скважин к системе сбора и ППД;

При прочих равных условиях предпочтение следует отдавать тем скважинам, которые уже пересекли невыработанные пласты[3].

Эксплуатационным объектом залежи №9 является бобриковский горизонт нижнего карбона. Продуктивный горизонт характеризуется вертикальной неоднородностью (коэффициент расчлененности равен 1,37) и невысокой долей коллектора (коэффициент песчаности равен 0,59), а нефть относится к категории вязких (23,5 мПас в пластовых условиях), поэтому бурение боковых горизонтальных стволов в данных условиях является перспективным мероприятием.

Для проводки БГС на залежи №9 выбраны скважины, ранее были обводненные (в среднем 88,5%), пересекающие продуктивный пласт бобриковского горизонта толщиной более 4 м, что вполне удовлетворяло требованиям, позволившим осуществить в них глубокое проникновение в пласт боковым горизонтальным стволом.

Для анализа эффективности мероприятия были выбраны 10 скважин залежи. Анализ промысловых данных показал, что на залежи №9 НГДУ «Лениногорскнефть» в скважинах **58 и **901 была успешно осуществлена вырезка «окна» и проводка по песчанику бобриковского горизонта с длинами горизонтальных участков 7 м и 77 м, соответственно. Первоначальный дебит скважин по нефти составлял 0,24 т/сут и 0,1 т/сут, соответственно, и при обводненности 90,3% и 96%. После освоения горизонтальных участков дебиты составили: **58 - 11 т/сут при обводненности 4,7%, **901 – 3,34 т/сут при обводненности 57%.

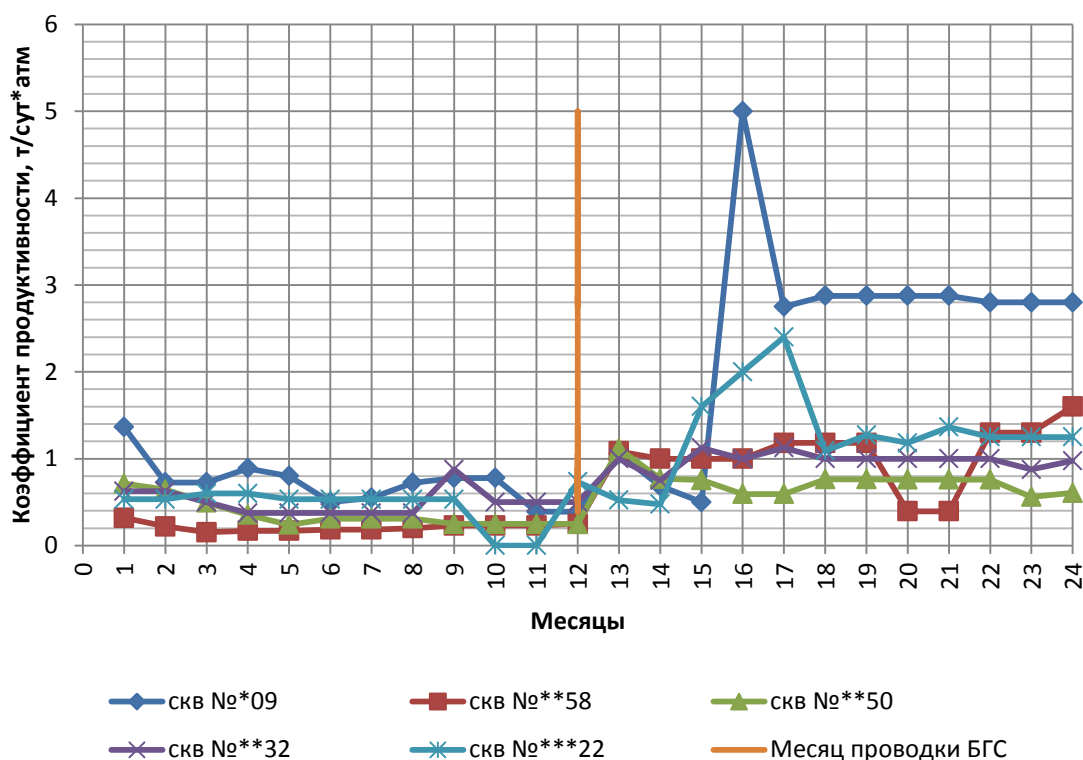


Рисунок 1 – Динамика изменения коэффициентов продуктивности до и после проводки БГС

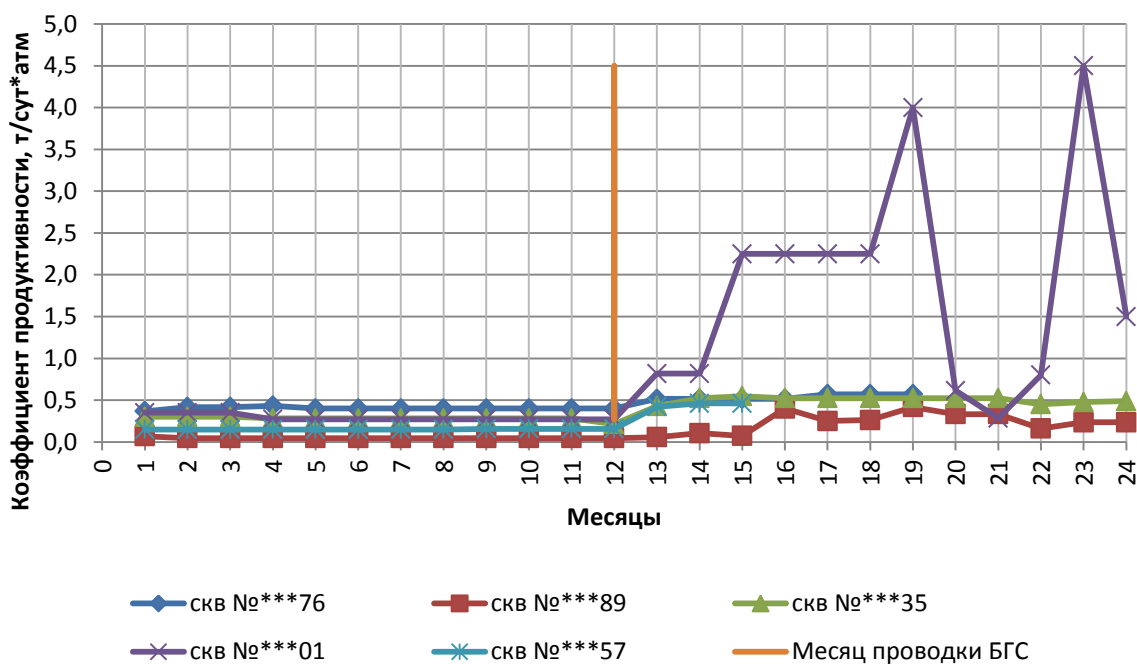


Рисунок 2 – Динамика изменения коэффициентов продуктивности до и после проводки БГС

На рисунках 1 и 2 отмечается заметное увеличение коэффициентов продуктивности скважин после ввода в эксплуатацию боковых стволов.

Также в результате проведения данного вида ГТМ средний дебит по нефти в рассматриваемых скважинах после проводки бокового горизонтального ствола увеличился с 0,08 т/сут до 7,1 т/сут (в 89 раз). Средний прирост дебита по жидкости составил 10,7 т/сут. Обводненность снизилась на 37%. После ввода скважины в эксплуатацию незначительно снизилось забойное давление, что, возможно, также повлияло на прирост дебита в скважине. Кроме того, в целях повышения надежности работы оборудования была увеличена длина хода штанг и уменьшено число качаний УШГН.

В работе выполнен расчет технологической эффективности применения БГС по изменению коэффициента продуктивности и по характеристикам вытеснения. Для расчета были выбраны скважины, в которых в течение года не применялись никакие другие ГТМ. В результате удельная технологическая эффективность БГС по характеристикам вытеснения составила 1632,2 т/скв, по изменению коэффициента продуктивности – 1123,35 т/скв.

По результатам многофакторного анализа на эффективность мероприятия установлено очевидное влияние таких факторов как: длина горизонтального участка, гидропроводность пласта и радиус контура питания.

По результатам гидродинамических исследований отмечено, что в основном свойства пласта улучшились в приближенных зонах исследованных скважин, по сравнению с предысторией, когда профиль скважин был условно вертикальный.

Особенно изменились средние значения таких параметров, как гидропроводность (увеличение более чем в 2 раза), пьезопроводность (увеличение на 8,5%), скин-эффект (снижение более чем в 10 раз) и коэффициент продуктивности (увеличение почти в 2 раза).

В работе также были проведены расчеты предельных безводных дебитов до и после проведения ГТМ. Так как залежь характеризуется повышенной вязкостью нефти (в среднем 40 мПас в поверхностных условиях), то значения теоретических безводных дебитов оказались существенно ниже фактических (в среднем в 100 раз). Поэтому образование конусов воды неизбежно по факту.

С технической точки зрения, развитие технологий бурения скважин возможно при совершенствовании технического контроля за проводкой ствола. В результате применения наддолотного модуля с телесистемой имеет место положительный эффект, достигаемый за счет получения непрерывной информации о местоположении текущего забоя и траектории ствола, сокращением спуско – подъемных операций, а также исключением вызовов геофизического отряда и интерпретация материалов ГИС.

Успешность применения метода в НГДУ «Ленингорскнефть» обеспечивается ввиду значительного фонда скважин и плотной сетки разбуривания площадей, т.е. достаточная геологическая изученность, анализ первых двух групп факторов позволяет сделать уверенный прогноз и выбрать направления бурения БС и БГС.

По результатам выполненного в работе анализа можно сделать вывод, что применение БГС является эффективным ГТМ, позволяющим повысить КИН, за счет увеличения охвата пластов воздействием.

Список использованной литературы

1. *Ибатуллин Р.Р., Ибрагимов Н.Г., Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений (методы, теория, практика). – М.: Недра – Бизнесцентр, 2004. – 292 с.*
2. *Муслимов Р.Х., Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности / . – Казань, Академия наук РТ, 2005.*
3. *РД 153-39.0-343-04, Регламент на строительство боковых стволов.- Бугульма, ТатНИПИнефть, 2004.*