

Анализ эффективности геолого-технических мероприятий на Покамасовском нефтяном месторождении

Василенко Л.А., Марьевский А.Д., Верисокин А.Е.

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

В данной работе проводится анализ эффективности ранее проводимых геолого-технических мероприятий. Работа очень актуальна, так как на основании опыта проведения ГТМ в условиях рассматриваемого месторождения можно более обоснованно и уверенно выбирать, планировать и осуществлять будущие геолого-технические мероприятия. Целью анализа является получение информации об эффективности ГТМ, опираясь на опыт их проведения.

Покамасовское нефтяное месторождение находится в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа в 55 км от города Сургута. Залежь нефти приурочена к верхней части васюганской свиты – пласту ЮВ₁¹. Промышленная разведка запасов углеводородов завершена. Тип коллектора – терригенный, поровый, со средней проницаемостью $34,5 \cdot 10^{-3}$ мкм². Давление насыщения нефти газом – 11,1 МПа. Нефть легкая, средняя плотность – 830 кг/м³, а ее вязкость составляет 8,68 мПа*с. По химическому составу нефти Покамасовского месторождения относятся к смешанному типу с преобладанием метановых углеводородов, к классу сернистых, малосмолистых [1].

В течение всего периода разработки пласта ЮВ₁¹ Покамасовского месторождения для повышения эффективности добычи нефти проводились геолого-технические мероприятия (ГТМ), в том числе: вывод скважин из бездействия, перевод под закачку, гидроразрыв пласта, выравнивание профилей приемистости в нагнетательных скважинах, оптимизация режимов работы добывающих скважин.

Гидравлический разрыв пласта

В целом на объекте ЮВ₁¹ было проведено 303 скважино-операций в 253 скважинах. Суммарная дополнительная добыча нефти составила 3998.7 тыс.т (14.6% от накопленной добычи нефти в целом по объекту). По левобережной части проведено 230 скважино-операций в 182 скважинах (доп. добыча составила

3276.3 тыс.т), по правобережной – 73 скважино-операции в 71 скважине (доп. добыча – 722.4 тыс.т).

Обработка призабойной зоны

В период 2005-2010 г.г. на месторождении проведено 15 ОПЗ, по левобережной части выполнено 9 скв.-опер., по правобережной – 6 скв.-опер. Эффект от мероприятия за данный период составил 27.4 тыс.т.

Перфорационные методы

Перфорационные методы на месторождении применялись, в основном, при выводе добывающих скважин из бездействия. На территории ОАО «СН-МНГ» перестрел пласта был проведен в 12 скважинах, прирост добычи минимален. По линейному участку ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» было проведено 83 операции за период 2005-2010гг, эффект от мероприятия составил 67.5 тыс.т нефти.

Вывод скважин из бездействия

За период 2006-2010 гг. на левобережном линейном участке выведенный из бездействия фонд составляет 63 скважин, дополнительная добыча нефти за счет вывода скважин из бездействия составила 17.5 тыс.т.

Оптимизация режимов работы

На территории ОАО «СН-МНГ» начиная с 2002 г. проводится оптимизация режимов работы насосного оборудования. Всего проведено 116 операций по оптимизации в 77 скважинах, включая перевод скважин на форсированный режим работы. Дополнительная добыча нефти за счет проведения операций по оптимизации режимов работы насосного оборудования, исключая скважины с форсированным отбором жидкости изменяется по скважинам от 0 до 67 тыс.т. Форсированный отбор жидкости организован на скважинах, характеризующихся низкой, средней и высокой обводненностью. Более высокая эффективность наблюдается по скважинам с низкой обводненностью продукции. На части скважин форсированному отбору жидкости предшествовал ГРП.

На территории ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» за период 2005-2010гг. произведено 47 операций по смене насосного оборудования. Отмечается средний прирост дебитов нефти за счет мероприятия на 1,43 – 3,1 т/сут и снижение средней обводненности продукции (кроме 2005г.) на 0,4 – 2,9% (абс.). На четырех скважи-

нах были проведены ОПЗ с использованием метода имплозии. Суммарная технологическая эффективность – 1.891 тыс.т или 0.47 тыс.т/скв.-опер.

Зарезка боковых стволов

На сегодняшний день на месторождении выполнены ЗБС в 4 скважинах, 3 зарезки (№№ 373, 332, 329) на левобережном линейном участке и одна – на правобережном (№ 751). Дополнительная добыча нефти составила 37.8 тыс.т. В скважине № 332 ЗБС проведена 08.2007 г. по техническим причинам, после зарезки бокового ствола дебит нефти снизился более чем в 15 раз, обводненность продукции увеличилась с 25,9 до 88 %.

Кроме этого, на территории ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в трех скважинах было осуществлено радиальное бурение. Дополнительная добыча нефти составила 369 тонн/сут [2].

Таким образом, опираясь на вышеизложенные данные о результатах геолого-технических мероприятий можно сделать следующие выводы. Гидравлический разрыв пласта как самое распространенное геолого-техническое мероприятие в условиях данного месторождения показал значительную эффективность. При пересчете дополнительной добычи на скважинно-операцию средняя дополнительная добыча с одного процесса гидравлического разрыва пласта составила 13200 тонн нефти. Различные обработки призабойной зоны пласта принесли в среднем 1826 тонн нефти на одну скважинно-операцию. Вывод скважин из бездействия и перфорирование этих скважин, а также дополнительное перфорирование действующих, принесли в среднем 578 тонн дополнительной добычи нефти на одну скважинно-операцию. Зарезка бокового ствола проявила себя неоднозначно, так с одной стороны был получен хороший прирост добытой нефти – 9450 тонн на одну скважинно-операцию, но с другой стороны в скважине № 332 после зарезки бокового ствола произошло 15-ти кратное снижение дебита и более чем 3-х кратное увеличение обводненности. Результаты оптимизации режимов работ скважин трудно оценить, ввиду того что оптимизация режимов проводилась в совокупности с другими геолого-техническими мероприятиями.

Исходя из рассчитанных показателей дополнительной добычи на одну скважинно-операцию можно оценить эффективность каждого геолого-технического мероприятия по отношению к другим.

Гидравлический разрыв пласта показал наивысшую эффективность, так ГРП принес в 7,2 раза больше дополнительной добычи нефти, чем различные обработки призабойной зоны, в 22,83 раза оказался эффективнее вывода скважин из бездействия и дополнительной перфорации. Зарезка бокового ствола также показала высокую эффективность, по отношению дополнительной добычи ЗБС уступила ГРП всего в 1,4 раза, но в свою очередь как было замечено выше, операция по зарезке бокового ствола оказала колоссальное негативное воздействие на одну из скважин.

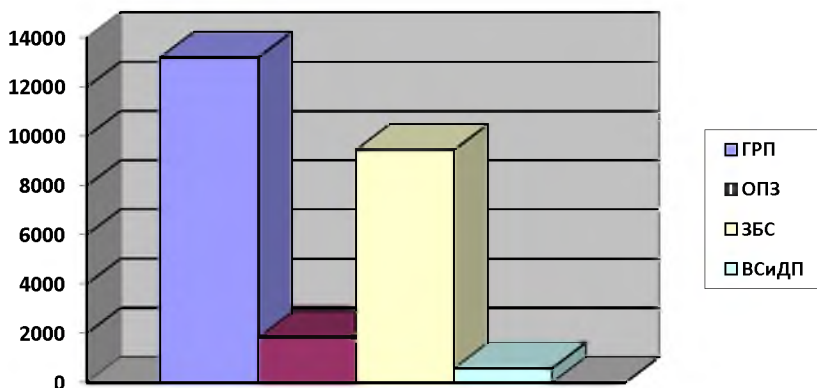


Рисунок 1. Дополнительный прирост добычи на одну скважинно-операцию (тонн)

Таким образом, гидравлический разрыв пласта в совокупности с оптимизацией режимов работы дает огромный прирост к дебиту и является наиболее эффективным геолого-техническим мероприятием, в условиях рассматриваемого месторождения.

Список литературы

1. В.Н.Щелкачев: Отечественная и мировая нефтедобыча. 2002г.
2. Проект проведения ГТМ на Покамасовском месторождении.