

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ДАЛЬНЕЙШЕМУ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ ЗМЕЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Р. А. Растегаев (аспирант кафедры ГНГ)

Рассматривается проведенная на Змеевском месторождении оптимизация работы скважин и проводится ее анализ за период с 2004 по 2005 г.

Эта тема является актуальной, потому что анализ позволит выявить допущенные ошибки, которые будут учитываться при составлении плана оптимизации на последующие годы.

Для анализа эффективности проведенных работ были построены гистограммы, показывающие соотношение количества произведенных работ и полученного прироста дебита скважины, а также кривые изменения прироста дебита скважин с выполнением программы оптимизации за 2004–2005 гг.

Чтоб определить экономическую эффективность была рассчитана прибыль (рублей/тонна) за каждый рассматриваемый год.

В 2004 г. было проведено 16 мероприятий по оптимизации работы фонда скважин Змеевского месторождения. В результате был получен суточный прирост дебита нефти в целом по месторождению 29 т/сутки. Полученная прибыль перекрыла затраты на проведенные в 2004 г. работы в 4,47 раза.

В двух случаях были получены отрицательные результаты, оба в одной и той же скважине, после спуска насоса НН-44 взамен НН-32 был получен прирост – 1,1 т/сутки. В августе был спущен ЭЦН-25, результат получился равным 0,4 т/сутки. Получение отрицательного результата объясняется высокой вязкостью нефти в данной скважине. Для решения этой проблемы необходимо при следующем ремонте установить на скважину УБПР.

При рассмотрении графика зависимости эффективности каждого вида работ в отдельности можно сделать выводы, что наибольший прирост получили при смене насоса и при увеличении длины хода полированного штока (увеличение хода плунжера). Прирост дебита нефти 14,2 и 5,2 т/сутки соответственно. Можно сделать вывод, что наибольшую экономическую выгоду смена насоса приносит только совместно с капитальным или текущим ремонтом скважины. Иначе же, если насос исправен, гораздо выгоднее будет провести наземные мероприятия по оптимизации, такие как увеличение длины хода полированного штока или/и изменение числа качаний.

В целом, если рассмотреть график динамики прироста дебита нефти с выполнением программы работы с фондом скважин, мы можем констатировать положительный прирост дебита на 29 т/сут. В результате всех работ за 2004 г. был получен суммарный прирост на 31.12.2004 г. по всем скважинам 2909 тонн нефти.

В результате проведенных в 2005 г. работ был получен суточный прирост нефти 8,5 т/сутки. Такой невысокий прирост был получен из-за того, что в 2005 г. проводились работы как по увеличению дебита, так и по его уменьшению. Последние работы проводились из-за того, что спущенное насосное оборудование очень быстро отбирало уровень жидкости в скважине или же выходило из строя (обрыв штанг и т.д.). В основном, для уменьшения отборов уменьшали частоту качаний станка-качалки. Проведение этих работ позволяет не переводить скважины в фонд периодических работающих скважин, а также дает возможность получать стабильный дебит нефти и уменьшить затраты на ремонт оборудования, т.к. уменьшится число циклов включения-выключения оборудования.

Средний прирост дебита нефти в 2004 г. составил 1,8 т/сут., а в 2005 г. – 0,8 т/сут. Уменьшение среднего при-

роста дебита нефти в 2005 г. по сравнению с 2004 г. объясняется работами по снижению отборов в 2005 г.

Для того чтобы определить, есть ли у скважины потенциал для дальнейшего прироста дебита, можно использовать методику расчета потенциалов.

Выполнив подсчет потенциала скважин, получили результат, который показал, что есть возможность значительного увеличения дебита скважин без вреда для пласта и оборудования.

Для реализации потенциала скважин Змеевского месторождения принимались во внимание:

- данные анализа проведенных мероприятий по оптимизации за 2004–2005 гг.;
- анализ эффективности по каждому виду мероприятий;
- опыт эксплуатации скважин за предыдущий период (осложненный фонд, влияние закачки, существующий режим).

Проведение программы оптимизации по всем скважинам Змеевского месторождения невозможно из-за ограниченных возможностей в ЦДНГ. Поэтому по аналогии с 2004–2005 гг. выбрано 8 объектов для детального рассмотрения, на которых можно получить наибольшую эффективность.

Скв. 1

Основным объяснением низкого дебита и частого выхода из строя оборудования является высоковязкая эмульсия, для борьбы с которой можно предложить спустить в скважину УБПР с трубкой. Это внедрение позволит получить прирост дебита в среднем на 2 м³. Внедрение окупится через 65 суток, также увеличится МРП, что позволит снизить расходы на содержание скважины.

Скв. 2

На ней мы имеем высокие возможности для реализации ее потенциала. Но необходимо принять во внимание влияние системы ППД, оно весьма существенно. Поэтому если следовать расчету потенциалов и поставить мощный насос, то

вместо серьезного прироста дебита нефти мы, скорее всего, получим быстро растущую обводненность и снижение конечного КИН. Поэтому рекомендуется отбор в 30–35 м³/сутки. Наиболее эффективно использовать на данной скважине ШГН, т.к. скважина оборудована под данный вид эксплуатации. Выбираем НН-57 с прежним режимом $L=2,5$ м, $n=6$ качаний в сутки, с теоретической подачей ($k_{\Pi}=0,7$) 38 м³. Теоретический дебит нефти будет равен 13,6 м³. Период окупаемости – менее 1 суток.

Скв. 3

Данная скважина не характеризуется осложнениями при эксплуатации, поэтому оптимизацию эффективнее произвести изменением характеристик наземной части. Рекомендуем изменить L с 1,6 м до 2,5 м (ограничено СК). В результате мы получим теоретическую подачу ($k_{\Pi}=0,7$) 8,9 м³. Период окупаемости – менее 1 суток.

Скв. 4

Скважина осложненного фонда по ВВЭ (высоковязкая эмульсия). По опыту 2004 г. необходимо внедрить дозировку химического реагента от ВВЭ на прием насоса, оставив прежним ГНО. В качестве оборудования от эмульсии предлагаю УБПР. Теоретический прирост может составлять 2,5 м³ по нефти. Период окупаемости – 7 суток.

Скв. 5

Основное осложнение при эксплуатации данной скважины и наибольшее число ремонтов связано с обрывом штанг, поэтому увеличение типоразмера ВН нежелательно. Из-за отсутствия на скважине СК предлагается внедрить УЭЦН-25-1200. Теоретическая подача по жидкости будет составлять 30 т/сут., а дебит нефти – 10,9 м³. Период окупаемости – 10,5 суток.

Скв. 6

Для реализации потенциала данной скважины учитываем, что эксплуатируемый горизонт представляет собой слабо сцементированные терригенные отложения и по опыту экс-

плуатации соседних скважин к выносу песка. Поэтому предлагаем ограничиться дебитом в 30 м^3 . Предлагаем внедрить УЭЦН-50-1350. Теоретический дебит нефти составит $26,4 \text{ м}^3$. Период окупаемости – 6 суток.

Скв. 7

При эксплуатации этой скважины в предыдущие года осложнения не наблюдались, поэтому возможно безболезненное увеличение отборов. Предлагаем спустить УЭЦН-50-1150. Теоретически дебит вырастет в 2 раза по сравнению с фактическим. Период окупаемости – 7,5 суток.

Скв. 8

Скважина в настоящее время эксплуатируется фонтанным способом. Основным осложнением являются отложения АСПО на лифте НКТ. Из-за низкой изученности данного района разработки (Ляминское поднятие) и во избежание возможных осложнений при эксплуатации предлагаем эксплуатировать данную скважину УЭЦН-80-1000. При этом подача вырастет до 80 т/сут. , а теоретический дебит нефти – до $65,8 \text{ м}^3$. Период окупаемости – 2,7 суток.

В итоге можно сделать вывод: даже если прирост дебита нефти будет невелик, мы все равно получим положительный результат, т.е. доход от работ все равно покроет расходы на них.

Чтобы закрепить результаты и повысить качество оптимизации, необходимо планомерное проведение работ и качественный анализ ошибок, а также учет опыта работы скважины в предыдущие годы.

Только соблюдая эти правила, мы сможем увеличить количество работ с положительным результатом.

Получено 04.12.06.