

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВОДКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ ДЛЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ПРИ ДОРАЗРАБОТКЕ ТУЛЬСКО-БОБРИКОВСКОЙ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ ЯРИНО- КАМЕННОЛОЖСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А. Я. Долгачёва

Научный руководитель – профессор В. А. Мордвинов

Пермский государственный технический университет

Оцениваются результаты проводки боковых стволов скважин при доразработке нефтяной залежи; формулируются задачи, решение которых направлено на более эффективное применение технологии.

На Ярино-Каменноложском месторождении, крупнейшем по начальным извлекаемым запасам (НИЗ) в Пермском Прикамье, объектами разработки являются залежи нефти башкиро-серпуховских (пласты Бш, Срп), тульско-бобриковских (пласты Тл, Бб) и турнейских (пласт Т) отложений.

Тульско-бобриковская залежь, на которую приходится более 85 % начальных извлекаемых запасов нефти месторождения, введена в эксплуатацию в 1958 году.

Геолого-геофизическая характеристика объекта следующая: залежь пластово-сводовая, коллектор порового типа представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов; размеры залежи 26х(1,2...4,2) км при высоте 94,7 м; плотность нефти в пластовых условиях 727–733 кг/м³, давление насыщения нефти газом 15,8–16,7 МПа, газосодержание пластовой нефти 156–170 м³/т, объемный коэффициент 1,381–1,389; средние значения пористости 18 %, проницаемости (по ГДИ) 0,181 мкм². Проектный коэффициент извлечения нефти (КИН) 0,7.

В истории разработки залежи достаточно четко выделяются четыре стадии. В течение первой, которая продолжалась 10 лет с момента ввода объекта в разработку, в основном завершено разбуривание проектным фондом скважин, освоена проектная система заводнения и завершено обустройство площади.

Вторая стадия продолжалась в течение трех лет, в этот период продолжались работы по совершенствованию системы разработки и ее регулированию. Фонд действующих добывающих скважин достиг максимального значения, фонд нагнетательных скважин вырос до значения, близкого к максимальному.

С 1970 года залежь вступила в стадию стабильного снижения уровней добычи нефти, то есть в третью стадию, которая продолжалась восемь лет. В этот период проведено бурение уплотняющих скважин. Разработка залежи велась при уменьшающемся фонде действующих добывающих скважин с темпом 4–20 скважин в год из-за их обводнения или технического состояния, в результате к концу третьей стадии действующий фонд уменьшился вдвое по отношению к максимальному количеству скважин.

Поддержание пластового давления путем закачки воды в пласт осуществлялось с 1962 года, в настоящее время залежь разрабатывается практически на естественном режиме при наличии отдельных очагов заводнения. Количество добывающих скважин 99, три нагнетательные скважины расположены в зонах наибольшей концентрации остаточных запасов. По состоянию на 1.01.2006 г. обводненность продукции – 89,6 %, отбор начальных извлекаемых запасов – 90,3 %. Текущий КИН составил 0,632. При существующих показателях разработки для достижения проектного КИН тульско-бобриковскую залежь необходимо разрабатывать еще в течение 60 лет.

В связи с необходимостью достижения проектного коэффициента извлечения нефти проводятся геолого-технические мероприятия (ГТМ) по действующему фонду добывающих скважин. В результате, начиная с 1997 года, годовая

добыча нефти увеличилась с 59,4 до 169,2 тыс. т, то есть почти в три раза. Для четвертой стадии разработки, когда годовые отборы нефти, как правило, снижаются, полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности ГТМ.

Одним из мероприятий является бурение боковых стволов в действующих или бездействующих скважинах, в первую очередь тех, которые имеют высокий процент обводненности или не эксплуатируются по техническим причинам. Расчет делается на то, что по геологическим или технологическим причинам в той части пласта, где находятся такие скважины, остались значительные неизвлеченные запасы нефти.

Бурение вторых стволов на тульско-бобриковской залежи начато в 1997 году. По состоянию на 01.01.2006 г. такие стволы пробурены в 21 скважине.

Чтобы оценить эффективность бурения боковых стволов и других мероприятий, сравним показатели разработки за период с 1997 по 2005 год (таблица).

Показатели разработки залежи Тл+Бб

Основные показатели разработки	1997 год	2005 год
Годовая добыча нефти, тыс. т	59,4	169,2
Годовая добыча жидкости, тыс. т	716,8	1321,3
Среднегодовая обводненность, %	92,1	87,2
Фонд добывающих скважин	44	99
Фонд нагнетательных скважин	7	3
Отбор от НИЗ	89,4	90,3
КИН, доли ед.	0,625	0,632

За этот период накопленная добыча нефти из скважин, восстановленных бурением вторых стволов, составила 10,7 % от накопленной за восемь лет добычи по тульско-бобриковской залежи. В годовой добыче нефти за 2005 год эта доля составляет более 10 %, то есть весьма существенную величину.

Среднегодовая добыча нефти из скважин с боковыми стволами за период с 1997 по 2005 год составила 12,8 тыс. т.

В 2006 году проводка боковых стволов выполнена для семи скважин. Начальные дебиты по нефти после проведения мероприятий достигали 21,0 т/сут при средней обводненности продукции 37,1 %. Снижение обводненности за период с 1997 года на 4,9 % достигнуто, в основном за счет бурения боковых стволов. Первоначальная обводненность продукции при работе скважин с боковыми стволами составила от 0 до 71 %, при выводе скважин в бездействие перед проводкой вторых стволов обводненность превышала 98 %. Начальные дебиты скважин, восстановленных методом бурения боковых стволов, в большинстве случаев значительно превосходят дебиты, с которыми скважины выходили в бездействие (от 1,1 до 5,4 раз).

Таким образом, проводка боковых стволов при доразработке тульско-бобриковской залежи нефти Ярино-Каменноложского месторождения является эффективным геолого-техническим мероприятием, повышающим технико-экономические показатели добычи нефти.

Для более эффективного применения технологии необходимо решить следующие задачи:

- детально проанализировать результаты выполненных работ по проводке боковых стволов с целью выявления геолого-физических факторов, оказывающих наибольшее влияние на эффективность данного мероприятия;

- выполнить дифференцированную по действующим добывающим скважинам оценку остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) нефти и построить карту распределения ОИЗ для тульско-бобриковской залежи;

- на основе полученных результатов произвести выбор скважин (с учетом их технического состояния и обводненности продукции) для проводки боковых стволов.

Получено 04.12.06.