

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЯЕМОЙ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ БШ-СРП ЗАЛЕЖИ СИБИРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

К. В. ИБАКАЕВ

«... время простых решений (вроде того, что: повысить давление нагнетания, повысить пластовое давление, увеличить закачку воды, форсировать отбор жидкости, или, наоборот, понизить пластовое давление, уменьшить закачку воды, уменьшить отбор жидкости) уже давно прошло. Ведь главное – не увеличить или уменьшить закачку воды; главное – увеличить темп и полноту извлечения запасов нефти; главное, чтобы закачка воды и отбор жидкости были рациональными и обеспечивали увеличение отбора запасов нефти.»

В. Д. Лысенко

Целью данной работы является оценка эффективности применяемой системы заводнения и разработка рекомендаций по ее совершенствованию на примере Башкирско-Серпуховской залежи нефти Сибирского месторождения.

Месторождение открыто в 1986 г. По современным представлениям Сибирское месторождение является многопластовым. Здесь выделяются следующие эксплуатационные объекты: турнейско-фаменский, бобриковский и башкирско-серпуховский. Выбор в качестве исследования Бш-Срп объекта разработки связан с тем, что, несмотря на реализуемую систему заводнения в залежи, происходит снижение пластового давления и как следствие падение дебитов нефти. В связи с этим оценка принятой системы ППД для Бш-Срп залежи является актуальной и необходимой задачей.

В таблице 1 приведена геолого-физическая характеристика Бш-Срп объекта.

Таким образом, Бш-Срп пласт-коллектор по степени неоднородности является высоконеоднородным, обладает пониженными коллекторскими свойствами и средней нефтенасыщенностью. Связь с законтурной областью слабая.

Нефти Бш-Срп залежи легкие, маловязкие, сернистые, парафинистые, малосмолистые.

Геолого-физическая характеристика

Параметры	Ед. измер.	Бш-Срп
Тип залежи		пластово-массивная
Тип коллектора		карбонатный
Средняя общая толщина	м	41,8
Средняя нефтенасыщенная толщина	м	11,2
Средняя водонасыщенная толщина	м	–
Пористость	%	10
Средняя нефтенасыщенность	доли ед.	0,62
Проницаемость	мкм ²	0,012
Коэффициент песчанности	доли ед.	0,454
Коэффициент расчлененности	доли ед.	14,86
Начальная пластовая температура	°С	27,5
Начальное пластовое давление	МПа	21,3
Давление насыщения	МПа	17,25
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,66
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	0,766
Абсолютная отметка ВНК	м	– 1790,5
Содержание парафина, смол, серы в нефти	%	3,16; 12,74; 0,7
Газосодержание	м ³ /т	124,8
КИН	доли ед.	0,35

Низкие ФЕС и высокая степень неоднородности пласта коллектора предопределили выбор системы ППД Бш-Срп объекта. Было реализовано внутриконтурное заводнение с разрезанием на блоки (три ряда добывающих скважин – один ряд нагнетательных). Следует отметить, что разбуривание и ввод скважин в эксплуатацию осуществляется в основном с западной части залежи (Родыгинского поднятия).

Рассмотрим изменение дебита нефти и числа скважин с течением времени (рис. 1).

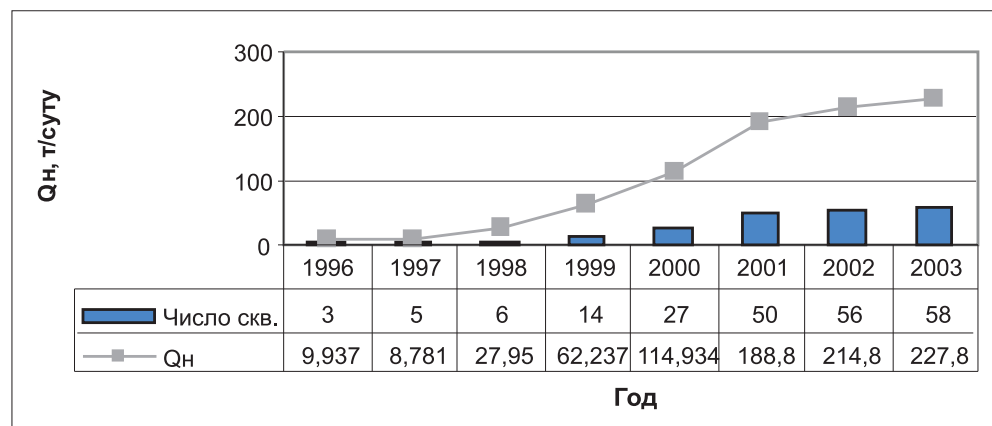


Рис. 1. Зависимость добычи нефти от числа действующих скважин

Из данных зависимостей видно, что добыча нефти возрастает пропорционально росту числа добывающих скважин. Данная зависимость характерна для первой стадии разработки, когда в соответствии с растущим фондом добывающих скважин растет добыча нефти.

Проведенный анализ карт текущей эксплуатации и карт изобар (за 2002–2003 гг.) позволил построить графические зависимости, в которых отражено действие скважин (нагнетательных и добывающих), работающих на протяжении всего рассматриваемого периода (рис. 2) и скважин вновь введенных под нагнетание в 2003 г. (рис. 3).



Рис. 2. Влияние нагнетательных скважин №№ 601, 602, 603, 570, 572 на первый ряд добывающих скважин



Рис. 3. Влияние нагнетательных скважин №№ 614, 312, 508, 538, 540 на первый ряд добывающих скважин

Проанализировав графики на рис. 2 и 3 можно сказать, что влияние нагнетательных скважин на реагирующие добывающие происходит не в полном объеме. Исходя из графика на рис. 2, мы видим, что дебиты по нефти увеличились на 31 % скважин. По данным графика на рис. 3 видно, что действие новых нагнетательных скважин повлияло на увеличение дебита на 50 % добывающих скважин. Остановка нагнетательной скважины № 312 привела к падению дебитов нефти в окружающих ее скважинах.

Далее была построена зависимость изменения пластового давления в добывающих скважинах первого добывающего ряда в 2002–2003 гг. (рис. 4),

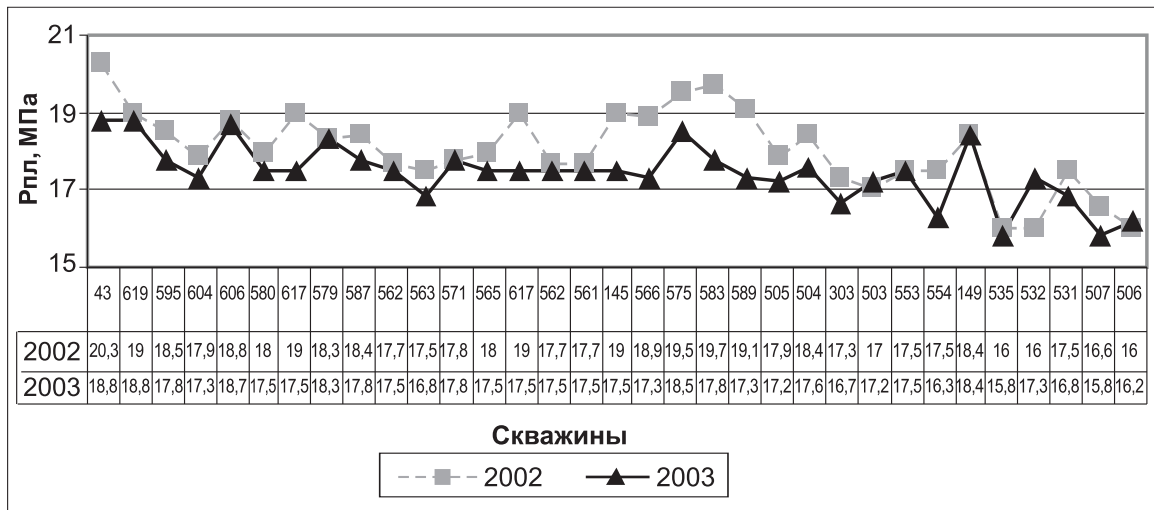


Рис. 4. Изменение пластового давления в добывающих скважинах

Пластовое давление на протяжении рассматриваемого периода в добывающих скважинах падает, несмотря на ввод 5 новых нагнетательных скважин в 2003 г. Увеличение давления наблюдается лишь на 9 % скважин (рис. 4).

Таким образом, изменение объема закачиваемой воды (рис. 5) в нагнетательные скважины повлекло за собой как увеличение, так и уменьшение дебитов нефти в близлежащих добывающих.

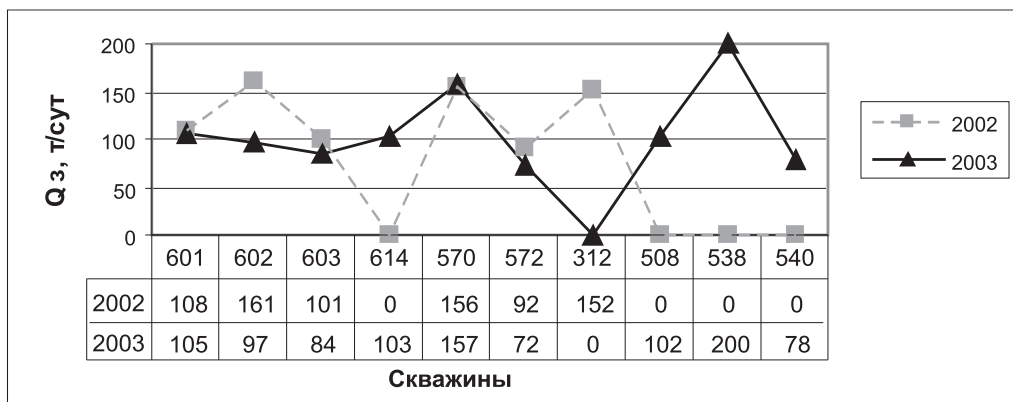


Рис. 5. Изменение объемов закачки в нагнетательные скважины

К примеру, ввод в работу нагнетательной скважины № 614 привел к положительному результату – увеличились дебиты по скважинам №№ 562, 561. Нагнетательные скв. №№ 508, 538, 540 имели воздействие на 50 % окружающих их добывающих скважин – наблюдается увеличение дебита (рис. 3). В общем, падение пластового давления и снижение добычи нефти по ряду скважин говорит о не полной эффективности применяемой системы на отдельных участках залежи. В связи с этим можно дать следующие рекомендации. В ряде скважин, где происходит снижение давления ниже давления насыщения (№ 554, 531, 507, 506 и др.) применить избирательное заводнение. В связи с этим, пере-

вести под нагнетание добывающие скважины № 146, 517, 149, 573, имеющие очень низкий дебит и высокую обводненность (90 %). Простаивающую нагнетательную скважину № 312 перевести в работу. Добывающие скважины № 508, 539 после отработки на нефть перевести под нагнетание для реализации линии нагнетания на Сибирском поднятии. В действующих нагнетательных скважинах № 601, 602, 603 провести работы по исследованию герметичности их и степени влияния на окружающие добывающие.

Рекомендованные мероприятия позволят увеличить эффективность применяемой системы заводнения, что приведет к увеличению добычи нефти.

Литература

1. Лысенко В. Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений.
2. Шустеф И. Н. Геологические основы технологических решений в разработке нефтяных месторождений.