

О РЕШЕНИИ ПРОБЛЕМ ЗАВОДНЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

На основе обобщения опыта организации заводнения сложнопостроенных низкопродуктивных залежей высоковязкой нефти получены методики, позволяющие решать задачи анализа, контроля, регулирования и проектирования процесса разработки с использованием текущей геолого-промысловой информации.

New methods based on the generalization of the experience of organization of water flooding of complex low productivity beds of high viscosity oil have been received making possible to solve problems of analysis, control, regulation and exploitation process designing using current oil field geology information.

Значительные остаточные запасы высоковязкой нефти, сосредоточенные в сложнопостроенных низкопродуктивных залежах нефти в карбонатных коллекторах, позволяют рассматривать их в качестве существенного резерва добычи нефти. Разработка этих объектов, как правило, осуществляется на естественном режиме и лишь по истечении довольно продолжительного времени организуется очаговое внутриконтурное заводнение.

Прогнозная конечная нефтеотдача при плотности сетки скважин, сопоставимой с плотностью сетки скважин по терригенным объектам, 10-15 %. При правильной организации закачки в пласт воды степень выработки запасов к концу разработки достигает 25-35 %. Неблагоприятное влияние особенностей геологического строения залежей объясняет отнесение запасов нефти, сосредоточенных в этих коллекторах, к трудноизвлекаемым.

Для повышения эффективности эксплуатации, повышения качества контроля и регулирования процесса разработки таких объектов необходимо провести обобщение опыта организации заводнения с целью получения методической базы, позволяющей научно обосновывать следующие операции:

- выбор скважин для перевода их под нагнетание и организации очагового за-

воднения по залежам, находящимся в разработке;

- выбор плотности сетки скважин и систем заводнения на стадии составления первых проектных документов;

- выбор технологических параметров заводнения.

При решении этих задач необходимо по возможности предусмотреть использование различных объемов геолого-промысловой информации, что позволит решать этот круг задач на различных стадиях разработки и в условиях ограниченного объема информации о залежах (в связи с недостаточными объемами промысловых исследований вследствие причин организационного и финансового характера).

Поставленные задачи решались в условиях турнейских залежей высоковязкой нефти Мустафинского, Менеузовского, Манчаровского и Таймурзинского месторождений. Залежи находятся в пределах юго-восточного склона Русской платформы и Бирской седловины и являются пластовыми сводовыми.

Породы-коллекторы – трещинно-поровые и порово-каверновые. Режим работы залежей – упруговодонапорный со слабым подбором краевых и подошвенных вод из-за запечатанности залежей вблизи поверхности водонефтяного контакта ввиду отложений

вторичного кальцита и вязкого битума в трещиновато-пористой среде.

Разбуривание залежей начато в 60-х гг. прошлого века. Плотность сетки скважин на момент анализа изменяется по различным участкам от 16 до 200 га на скважину. Добыча нефти в основном ведется с использованием естественной энергии пласта как за счет упругих сил, так и за счет слабого подпора законтурных и подошвенных вод. Текущая нефтеотдача в этих условиях изменяется от 3 до 20 %, прогнозная конечная нефтеотдача в среднем 15 %. Закачка в пласт воды редко дает положительные результаты в виде увеличения текущей добычи нефти. Повышение эффективности разработки связывается с уплотнением сетки скважин и организацией очагового заводнения на отдельных высокопродуктивных участках с высокой плотностью сетки скважин.

При проведении исследований промысловый материал более чем по 300 скважинам анализировался с помощью методов геолого-промыслового анализа и обобщения, а также пакета прикладных программ SPSS.

В связи с отсутствием данных гидродинамических исследований скважин в качестве критериев эффективности закачки в пласт воды использовались расчетные значения взаимно-корреляционных функций и успешность, а в качестве независимых переменных – параметры, отражающие геолого-физические свойства пласта и технологические особенности работы скважин и залежей, а также параметры, характеризующие интенсивность систем заводнения.

На первом этапе изучалось влияние геолого-технологических параметров на успешность организации заводнения с использованием одного из диагностических методов распознавания образа – последовательной процедуры Вальда. Критерием эффективности являлось максимальное значение ВКФ. Значимость рассчитывалась по критерию Кульбака. Полученные вероятностные зависимости позволили установить условия наиболее успешного применения закачки в пласт воды, а также возможного примене-

ния третичных методов увеличения нефтеотдачи.

Для получения однозначного ответа на вопрос об успешности по каждой паре добывающих и нагнетательных скважин были рассчитаны значения суммарных диагностических коэффициентов (СДК) в девяти вариантах. Доля скважин, попавших в зоны неопределенности, изменяется по вариантам от 21 до 51 %, составляя в среднем 34,3 %, а зоны неопределенности занимают от 8 до 68 % от общего интервала изменения значений суммарных диагностических коэффициентов, составляя в среднем 53,4 %, что весьма существенно.

Для устранения этих недостатков, а именно повышения разрешающей способности метода, упрощения расчетов, снижения их трудоемкости, а также для контроля полученных результатов и более четкого разделения скважин был использован метод канонических дискриминантных функций (КДФ). Расчеты проводились для шести вариантов.

Сравнение значений параметров, характеризующих разрешающие способности методов, показывает, что при использовании метода КДФ количество скважин в зоне неопределенности, по сравнению с методом СДК по вариантам уменьшается в 4-7,5 раза (в среднем – в 5,6 раза), а сама зона неопределенности уменьшается более чем в 3 раза.

Полученные результаты позволяют оперативно решать следующие вопросы:

- оценки успешности внедрения той или иной системы заводнения;
- выбора скважин для перевода их под нагнетание;
- оценки на стадии составления первых проектных документов плотности сетки добывающих и нагнетательных скважин, давлений и объемов закачки в пласт воды.

Заметим, что при значениях ВКФ более 0,7 довольно часто наблюдается катастрофическое обводнение скважин, что снижает технико-экономические показатели разработки. С целью прогнозирования и предотвращения этого нежелательного явления были проведены расчеты с использованием

метода КДФ, причем скважины были разбиты на три группы: с $R < 0,5$; $0,5 \leq R < 0,7$; $R \geq 0,7$. Полученные распределения и уравнения КДФ дают возможность прогнозировать зоны катастрофического обводнения скважин и принимать соответствующие решения.

Использование многомерного регрессионного анализа позволило получить комплекс моделей для прогноза значений ВКФ при различных объемах информации.

Таким образом, обобщение опыта заводнения залежей высоковязкой нефти турнейского яруса обеспечивает эффективное решение задач анализа, контроля, регулирования и проектирования разработки месторождений с применением различных систем внутриконтурного заводнения с целью повышения технико-экономических показателей предприятий топливно-энергетического комплекса на исследуемых объектах и аналогичных им по геолого-промысловой характеристике.

Научный руководитель доц. *Т.Ф.Салимгареев*