

лученной на обучающей усеченной выборке (в данном случае 0,87 %). Несмотря на внешнюю простоту такого подхода, он вполне применим для более объективной оценки среднего значения $K_{п}$ по месторождению ввиду того, что пористость обладает свойством аддитивности (объем пор месторождения равен сумме объема пор в его составных частях).

Получено 22.11.2000

УДК 551.735 (470.51/54)

Е.И.Гудков, В.А.Мордвинов, Ю.В.Шурубор
Пермский государственный технический университет

ОПЫТ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПРИ РЕЖИМАХ ИСТОЩЕНИЯ

На примере нефтяной залежи в отложениях яснополянского надгоризонта Трослянского месторождения оцениваются прогностические возможности компьютерной программы REGISB при решении задачи имитационного моделирования разработки нефтяных залежей на режимах истощения.

Режимы разработки нефтегазовоносных пластов могут быть природными (естественными), искусственными и смешанными. Фильтрация флюидов к забоям добывающих скважин при природных режимах обеспечивается за счет естественной потенциальной энергии недр. Если природный режим характеризуется невозполняемым уменьшением пластовой энергии, его относят к режимам истощения. Разновидностями этих режимов при разработке нефтяных залежей без газовых «шапок» являются: упругий (проявляется в чистом виде для практически замкнутых, изолированных залежей); упругий водонапорный (характерен для залежей, гидродинамически связанных с обширными водоносными зонами); режим газированной жидкости, или, по-другому, режим растворенного газа (проявляется при пластовых давлениях ниже давления насыщения нефти газом); гравитационный (режим залежи с истощенной пластовой энергией).

При разработке нефтяной залежи на режимах истощения происходит последовательная смена их разновидностей – от упругого или упруговодонапорного через режим газированной жидкости к гравитационному режиму.

Принято считать, что главным недостатком разработки залежей при режимах истощения является низкий уровень отбора углеводородов из недр, так

как значения конечных коэффициентов извлечения нефти (ККИН) при этих режимах редко превышают 0,15–0,20. Поэтому применение технологий с искусственным восполнением пластовой энергии стало почти повсеместным при проектировании разработки нефтяных залежей. Однако опыт показывает, что учет режимов истощения при проектировании разработки по целому ряду причин целесообразен. Известно, что начальный период промышленного освоения залежей с запроектированным поддержанием пластового давления (ППД) характеризуется отсутствием такого из-за задержек в освоении системы ППД по организационно-экономическим, технологическим и другим причинам. В работах [1, 4 и др.] убедительно показано, что для залежей с высокой степенью геологической неоднородности, изменчивости свойств пластовых флюидов по площади и разрезу, с так называемыми трудноизвлекаемыми запасами разработка при режимах истощения может, по крайней мере, не уступать по конечным результатам режимам с заводнением. В частности, обращается внимание на то, что применение заводнения для сложнопостроенных залежей ведет к уменьшению охвата продуктивных пластов процессом вытеснения нефти (то есть к уменьшению активных запасов) по сравнению с применением режима газированной жидкости [1]. Применение нестационарного заводнения, эксплуатация добывающих скважин при забойных давлениях ниже давления насыщения нефти газом в условиях ППД также привносят в режимы заводнения элементы, характерные для режимов истощения. Актуальность вопроса определяется и тем, что технологические показатели разработки, рассчитанные для режимов истощения, являются базовыми при оценке эффективности применения различных технологий ППД и так называемых третичных методов разработки.

С целью автоматизированного расчета технологических показателей разработки нефтяных залежей при режимах истощения созданы алгоритм и программа REGISB [2], в которой реализовано последовательное и взаимосвязанное рассмотрение фаз режимов истощения: упругий режим (пластовое и забойные давления выше давления насыщения нефти газом $P_{нас}$), фаза перехода к режиму газированной жидкости (пластовое давление выше, забойные давления ниже $P_{нас}$), газированной жидкости (пластовое и забойные давления ниже $P_{нас}$). В целом программу REGISB можно рассматривать как простую модель залежи, разрабатываемой при режимах истощения. С точки зрения системного подхода [3], данная программа обеспечивает достаточно полное соблюдение критериев подобия модели и натуры (объекта моделирования), удовлетворяет основным принципам подобия и имитационного моделирования [5]. Практическая ценность программы может быть установлена путем сопоставления расчетных и фактических показателей для моделируемой залежи, разрабатываемой без поддержания пластового давления.

Прогностические возможности программы REGISB оценивались на примере нефтяной залежи в терригенных отложениях яснополянского надгоризонта Третьяковского месторождения (Пермская область). Залежь характеризуется средними по величине запасами маловязкой в пластовых условиях (1,6 мПа·с) и

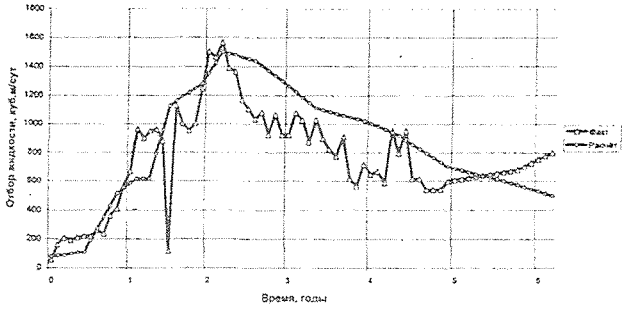


Рис. 1. Динамика фактических и расчетных отборов жидкости по залежи яснополянского надгоризонта Троельжанского месторождения

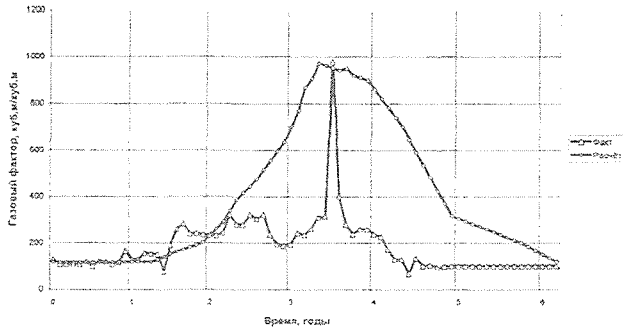


Рис. 2. Динамика фактических и расчетных величин газового фактора по залежи яснополянского надгоризонта Троельжанского месторождения

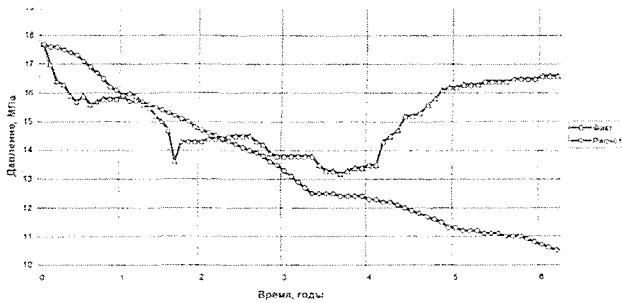


Рис. 3. Динамика фактических и расчетных пластовых давлений по залежи яснополянского надгоризонта Троельжанского месторождения

легкой (856 кг/м^3) нефти. Проницаемость песчаников $0,120 \text{ мкм}^2$; контур залежи по форме близок к окружности. Разработка залежи предусматривалась с применением законтурного заводнения (1965 г.). Высокая начальная продуктивность добывающих скважин обусловила быстрое разбуривание и высокие (выше проектных) темпы отбора нефти на начальной стадии, когда разработка велась без поддержания пластового давления. По ряду причин, которые привели к необходимости кардинального пересмотра первоначальных проектных решений в части ППД, этот период продолжался в течение двух лет. Около трех лет продолжался период разработки при смешанном режиме, когда велась (с перерывами) закачка воды в пласт, но пластовое давление оставалось ниже $P_{\text{нас}}$. В целом до начала роста пластового давления за счет закачки воды залежь разрабатывалась на режиме истощения более 3,5 лет, увеличение этого давления до $P_{\text{нас}}$ произошло к концу пятого года разработки. В период снижения пластового давления заметно уменьшились коэффициенты продуктивности и дебиты скважин, а также забойные давления. Газовый фактор увеличивался и достиг величины, в несколько раз превышающей начальную газонасыщенность нефти. С ростом пластового давления газовый фактор стал резко уменьшаться.

Моделирование разработки залежи с помощью программы REGISB проведено под динамику ввода скважин в эксплуатацию, совпадающую с фактической. Используются полученные в ходе адаптации модели, уточненные по отношению к паспортным характеристики залежи: средняя нефтенасыщенная толщина пласта, коэффициенты эффективной пористости, проницаемости коллектора и вязкости флюидов. Такое уточнение обеспечило совпадение проектных и рассчитанных программой величин общих запасов нефти и начального среднего дебита жидкости, что повысило качество моделирования. При этом различия в численных значениях паспортных и уточненных («адаптированных») характеристик не превышали $\pm 10\%$.

Сопоставление фактических (натурных) и вычисленных при имитационном моделировании (модельных) значений технологических показателей приведено на рис. 1, 2 и 3. Характер изменения во времени тех и других достаточно близок до периода, когда под влиянием закачки воды пластовое давление стало устойчиво повышаться (моделирование на весь рассмотренный период времени выполнено без учета закачки воды). Существенно более высокие значения газового фактора в периоды его нарастания и снижения объясняются возможным формированием в ходе разработки при низких пластовых давлениях газовой «шапки» и временными отключениями (консервацией) скважин с признаками прорыва в них газа (то и другое не учитывалось при моделировании).

В целом, рассматривая период до начала роста пластового давления (около 4 лет), можно сделать вывод о принципиальной возможности использования программы REGISB для автоматизированной оценки прогнозных значений основных технологических показателей разработки залежей при режимах истощения.

Библиографический список

1. Абызбаев И.И., Саттаров М.М., Карцева А.В. Разработка нефтяных месторождений при режиме растворенного газа. М.: Гостоптехиздат, 1962. 152 с.
2. Гудков В.П., Мордвинов В.А., Шурубор Ю.В. Расчет технологических показателей разработки нефтяных залежей при режимах истощения: Учеб.пособие/ Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 1996. 57 с.
3. Дементьев Л.Ф. Общая технология разработки нефтяных и газовых месторождений (системная концепция): Конспект лекций / Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 1993. 154 с.
4. Лысенко В.Д. Когда режим истощения лучше режима заводнения // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1994. № 11. С. 46-49.
5. Шурубор Ю.В. Системно-структурный подход: точка зрения инженера-разработчика нефтяных и газовых месторождений // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 1996. № 6, 7. С.11-17.

Получено 12.12.2000

УДК 553.98.041

И.А.Козлова, И.В.Ванцева
Пермский государственный технический университет

ИСТОРИКО-ГЕНЕТИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ ФЛЮИДОВ

Анализируется динамика нефтегазобразовательных процессов в доманиковых отложениях различных геоструктурных зон северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Показано влияние историко-генетических факторов на фазовое состояние генерируемых углеводородов.

Известно, что условия образования нефтегазоматеринских толщ (НГМТ), их мощность, глубина погружения, а также литологический состав и концентрация рассеянного органического вещества (РОВ) являются исходными факторами нефтегазообразования. В процессе накопления и дальнейшего погружения НГМТ испытывают влияние внешних факторов: температуры, давления, гидрохимической активности вод и др. В связи с этим генерационная способность этих толщ определяется еще и степенью катагенетической преобразованности. На примере классической НГМТ – доманиковых отложений северо-востока Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (ВУ НГП) – рассмотрим влияние некоторых историко-генетических факторов на процессы генерации и фазовое состояние УВ.