

УДК 551.31

СВОЙСТВА КОЛЛЕКТОРА – ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ВНЕДРЕНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

И.Н. Кошовкин, В.Б. Белозеров

Томский политехнический университет

E-mail: KoshovkinIN@hw.tpu.ru

Рассматриваются практические аспекты применения современных технологий разработки месторождений нефти с учетом свойств коллектора. В основу повышения эффективности разработки залежей углеводородов положена методология построения принципиально новых фациально-седиментационных моделей продуктивных резервуаров с позиции фациальной неоднородности коллектора и использование индивидуальных систем разработки в пределах выделяемых зон неоднородностей.

Актуальность

Современные методы проектирования и управления разработкой нефтяных месторождений основаны на использовании компьютерного моделирования с построением трехмерных сейсмических, геологических и гидродинамических моделей резервуаров. Развитие методов моделирования разработки залежей углеводородов предъявляет повышенные требования к построению геологических моделей продуктивных резервуаров. В частности, в модели должно учитываться всё многообразие фильтрационно-емкостной неоднородности коллектора, последнее актуализирует совершенствование подходов к исследованиям свойств неоднородностей резервуара, обусловленных литологическими особенностями пласта. Структура коллектора предопределяет динамику движения в нем жидкой фазы. Построение геологических моделей месторождений нефти, с учетом структуры резервуаров, может существенно повысить эффективность и адекватность компьютерного моделирования месторождений для решения практических задач.

Создание методик моделирования фильтрационных процессов в резервуарах, с учетом свойств неоднородных коллекторов, делает востребованными процедуры формализованного описания неоднородностей резервуара. Многими авторами исследование свойств коллекторов выполняется через построения зависимостей между различными параметрами коллекторов. В частности, отражение параметров пористости и проницаемости при описании фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) гранулярного коллектора рассматривается в свете концепции гидравлических единиц потока (коллектора). Методические подходы распределения терригенных коллекторов по типам гидравлических единиц потока рассмотрены с участием авторов в работах [1, 2].

Технологические и экономические аспекты разработки резервуаров с неоднородными коллекторами

Предложенная в работе [2] методика построения геологической модели месторождения на базе разделения коллекторов по типам гидравлических единиц потока позволяет проводить корректировку гидродинамической модели месторождения с

учетом изменения проницаемости по мере уточнения значения типа коллектора ячейки моделирования при постоянной величине пористости. При этом, не меняя величину балансовых запасов углеводородов залежи, можно просчитать более эффективный вариант разработки месторождения, при новых значениях проницаемости и гидродинамических параметров.

Сформулированные в упомянутых работах методические приемы позволяют перейти от рассуждений о качественных различиях свойствах коллекторов к количественным оценкам свойств последних, а через них выйти на построение зависимостей фильтрационно-емкостных свойств коллектора. Учет различия свойств коллекторов, их неоднородностей, при построении геологических моделей месторождений позволяет применять адресные технологии, оптимизирующие добычу. Количественное описание коллекторов позволяет формировать критерии применения более эффективных технологий.

Нефтяная компания в начальный период времени $t=0$, на начальных геологических запасах $Q_{геол}^{d=1}$ ($d=1, \dots, D$, индекс вариантов пересчета запасов), при заданном векторе параметров Ω , характеризующих пласт: ϕ – пористость, k – проницаемость, p – давление, ρ – плотность, μ – вязкость и др., составляет уровни добычи по месторождению $q \geq 0$ для периода $1 \leq t \leq T$. Формально этот период продолжается до утверждения новых запасов по месторождению.

Установим два допущения. *Во-первых*, полагаем, что неоднородность коллекторов – это факт. Изучению вопроса разработки неоднородных коллекторов посвящено много работ. *Во-вторых*, будем различать состояния модели нефтяного месторождения, существенно и несущественно различающиеся запасами. Группу состояний геологической модели месторождения с несущественными различиями запасов (не более установленного нормативными документами предела отклонений) определим как множество состояний модели с тождественными запасами. Второе допущение позволяет сформировать алгоритм оптимизации разработки запасов месторождения за счет оптимизации управления резервуаром по мере уточнения свойств коллектора и применения соответствующих адресных технологий.

Суммарный объем добычи ограничен величиной утвержденных извлекаемых запасов $Q_{извл}^d = k_{кин} (Q_{геол}^d)$; ($d=1, \dots, D$), $k_{кин}$ – коэффициент извлечения нефти.

Утверждение: существует упорядоченное множество (последовательность) состояний геологической модели месторождения $Z^d = \{Z_1^d \dots Z_s^d \dots Z_S^d\}$ с тождественными запасами на d -м варианте пересчета запасов, для которых уровни добычи, по скважинам и в целом по месторождению, будут различаться. Это вытекает из формулы Дарси [3]:

$$q^w(s) = \frac{k(s_w)h(p_{res} - p_{bh})}{18,41B_0\mu \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + \Theta \right)} \quad (1)$$

и выводов, сформулированных в работе [2], о возможности проводить корректировку гидродинамической модели месторождения с учетом изменения проницаемости по мере уточнения типа коллектора ячейки моделирования при постоянной величине пористости. В формуле (1): $q^w(s)$ – дебит скважины w ; $k(s_w)$ – проницаемость коллектора по стволу скважины w (параметр геологической модели, описываемой как состояние Z_{s1}^d); p_{res} – пластовое давление; p_{bh} – забойное давление; B_0 – объемный коэффициент нефти; r_e – радиус внешнего контура питания; r_w – радиус скважины; Θ – скин-фактор; $w=1, \dots, N_w$ – индексация скважин. Для двух состояний Z_{s1}^d и Z_{s2}^d имеется, как минимум, одна ячейка, в которой, при постоянной величине пористости ($\phi = \text{const}$), корректируется тип коллектора и корректируется параметр индикатора гидравлической единицы коллектора (параметр FZI) и тогда $FZI(\phi, k_{s1}) \neq FZI(\phi, k_{s2})$. Где FZI – параметр индикатора гидравлической единицы коллектора, характеризующий структуру порового пространства и вычисляемый по значениям пористости и проницаемости [2].

Выражение (1) отражает добычу по отдельной скважине, инвесторов же интересует месторождение. В таком случае, уровни добычи есть решение задачи, описываемой выражением [4]:

$$\bar{q}_{мест} = \sum_{w=1}^{N_w} \sum_{i=1}^{N_{compl,i}} T_{compl,i} (p_i - p_{bh,w} - H_{w,i}) \sum_{\alpha=1}^3 M_{\alpha,i}^r, \quad (2)$$

где $T_{compl,i}$ – параметр проводимости i -й сеточной ячейки, вскрытой w -й скважиной, позволяющий переходить от давления в ячейке к забойному давлению в скважине; $p_{bh,w}$ – забойное давление w -й скважины; $M_{\alpha,i}^r$ – подвижность компоненты r в фазе α ячейки i ; $H_{w,i}$ – коэффициент, учитывающий состав фильтрующего флюида в скважине и позволяющий пересчитывать забойное давление на разные высотные отметки.

В качестве критерия оценки эффективности построенной геологической модели (поиск состояния Z_s^d , дающего оптимальное решение) для текущего варианта утвержденных запасов используем так называемую дисконтируемую накопленную добычу нефти [4], что соответствует дисконтируемому по-

току наличности, при допущении постоянной цены на нефть ($z_q = \text{const}$). Максимизацию дисконтированной добычи $V_{доб}^d$ для утвержденных геологических запасов $Q_{геол}^d$ выразим следующим образом:

$$V_{доб}^d = \max_s \left\{ \sum_{t=1}^T \frac{q_t^1}{(1+\Delta)^t}, \dots, \sum_{t=1}^T \frac{q_t^s}{(1+\Delta)^t}, \dots, \sum_{t=1}^T \frac{q_t^S}{(1+\Delta)^t} \right\}, \quad (3)$$

где Δ – ставка дисконта, q_t – уровни добычи по месторождению, в период t , при условиях:

$$\sum_{t=1}^T q_t^s \leq Q_{извл}^d, \quad s=1, \dots, S; \quad (4)$$

$$q_t \leq K, \quad t=1, \dots, T, \quad (5)$$

где K – ограниченный уровень добычи на месторождении в единицу периода, по которому считаются уровни добычи (день, месяц, год). Величина K ограничена многими параметрами месторождения: количеством скважин на 1 га, производительностью насосов, трубопроводами, приемом нефти в трубопроводную систему, рынком сбыта и т. д.

Максимально, это величина потенциальных возможностей месторождения, или суммированный потенциал по каждой скважине,

$$K \leq \max_t \sum_{w=1}^{N_w} q_{пот,t}^w, \quad t=1, \dots, T,$$

где $q_{пот,t}^w$ – потенциальные уровни добычи. Дополнительно обозначим: $q_{факт,t}^w$ – фактические (проектные) уровни добычи по скважине w ; тогда

$$H = \sum_{t=1}^T h(t) = \sum_{w=1}^{N_w} (q_{ном,t}^w - q_{факт,t}^w)$$

– теоретически отложенная добыча.

Компьютерный анализ потенциальных уровней добычи по физическим свойствам пласта и фактических (проектных) дебитов по отдельным скважинам и по месторождению в целом, определяет предмет для глубоких исследований движения жидкостей в пласте, формированию полноты и корректности данных, учитывающих неоднородности коллектора. Использование численных методов для решения уравнений движения жидкостей и газов в пористой среде, а именно на этой основе созданы применяемые пакеты гидродинамического моделирования Eclipse и другие, ставят задачу создания более достоверных геологических моделей месторождений с учетом неоднородностей коллектора.

Во всем мире нефтяными и сервисными компаниями направляются значительные ресурсы на минимизацию η по скважинам, на это нацелены усилия по внедрению новых технологий. Итерационное решение задачи (3) будет минимизировать отложенную добычу. Реально эта величина определяет предел использования технологий.

Сформулированный подход описывает добычу нефти (разработку запасов) таким образом, что для каждого состояния геологической модели месторождения – $Z_1^d \dots Z_s^d \dots Z_S^d$ – определяется решение задачи (2). В интервалах $t=1, \dots, T$ достигается добыча с

учетом ограничений (4, 5). Решение задачи для каждого состояния выполняется с применением стандартных пакетов (например, Eslipse). Оптимизации переборов осуществляется оптимизацией геологической модели с учетом методологии формирования гидравлических единиц потока. Подход позволяет получить решение задачи (3) на ограниченных состояниях геологической модели из множества состояний модели с тождественными запасами.

Эффективность извлечения запасов связана с издержками. Введение издержек в модель имеет практическое значение для внедрения новых технологий. Издержки в динамике не являются постоянными, лучше всего их описать функцией от вектора параметров [5]. Издержки:

- возрастают по мере роста накопленной добычи; обозначим уровень накопленной добычи как параметр Q_i^d ($Q_i^d \leq Q_{извл}^d$);
- связаны с уровнями добычи нефти по месторождению; уровни добычи отражаются параметром q_i .

Издержки в динамике теоретически описываются в виде эмпирической зависимости совокупности издержек добычи от объема. Тогда $C_i = C(q_i, Q_{извл}^d)$, при этом $c_{i+1} > c_i$, что означает: издержки растут по мере добычи (рост обводненности, ухудшение запасов и др.). В некоторый момент наступит ситуация, что дальнейшая добыча, при существующих технологиях, приводит к работе в убыток, то есть часть запасов не будет извлечена. Теоретически все эти запасы попадают в категорию отложенной добычи, практически же только часть из них будет извлечена на последующих этапах, при внедрении новых, более совершенных технологий.

Для дальнейших рассуждений необходимо обратиться к понятию рыночной цены на нефть — z_i . Нас интересует разница $\lambda(t) = z_i - c_i$ — назовем ее эффективной ценой добычи для оценки формирования всякого рода фондов, в том числе инвестиционных, для внедрения новых технологий. Суть рассуждений в следующем. В период времени $t_2 > t_1$ внедрение технологий нового поколения становится актуальным для удержания производства нефти в параметрах формулы эффективной цены добычи: этому благоприятствует либо рост мировых цен на нефть, либо внедрение новых технологий, существенно снижающих издержки производства. Для примера, компании, ведущие добычу нефти в Северном море в 90-е годы прошлого века, применяли химические методы увеличения нефтеотдачи при цене нефти на рынке свыше 165 USD/т. В таком случае, инвестирование внедрения новых технологий должно создавать условия роста эффективной цены добычи не менее чем ставка процента:

$$(z_{t+1} - c_{t+1}) \geq (z_t - c_t)(1 + \Delta)^{t_2 - t_1}.$$

Введем $\lambda_0 = \lambda_{t_1}$ как некоторый минимальный предел эффективной цены внедрения новых технологий разработки месторождений. Тогда предел минимальной эффективной цены в любой период можно оценить по формуле

$$\lambda_{t_2} \geq \lambda_0(1 + \Delta)^{t_2 - t_1}.$$

Задача нефтяной компании в таком случае может быть сформулирована следующим образом: на каждом шаге утверждения запасов $Q_{геол}^d$ необходимо максимизировать доходы:

$$\max \sum_{t=1}^T \frac{q(t)z(t) - C(q(t), K)}{(1 + \Delta)^t} - \Phi(K)$$

при ограничениях (4) и (5), $\Phi(K)$ — издержки по установке мощностей добычи нефти. Если представим, что нет технических ограничений, то при расчетах предельной величины начинают играть роль параметры пласта и удельное количество скважин на единицу площади, к примеру, на 1 га.

Как известно, при моделировании вся залежь в заданных границах разбивается на множество ячеек. На месторождении пробурено $w=1, \dots, N_w$ скважин. Каждой i -й сеточной ячейке, вскрытой w -й скважиной, определен вектор параметров, являющийся функцией от параметра FZI класса коллектора в ячейке $\Psi = \xi(FZI_i^*)$. Ψ через FZI зависит от параметров пористости и проницаемости коллектора. Для каждой сеточной ячейки межскважинного пространства прогнозируется пористость и тип гидравлической единицы потока с использованием расчетов акустических жесткостей (процедура инверсии) [2]. В итоге, для геологической модели справедливо: $\Psi = \xi(FZI)$. Кроме этого, для каждой ячейки определен вектор параметров Ω , характеризующий параметры резервуара. В таком случае, на множестве Z^d состояний геологической модели конкретное состояние определяется с учетом параметров:

$$Z = F(\Omega, \Psi).$$

Параметры, определяющие значения функций Ω и Ψ , по мере накопления информации при каждом последующем подсчете запасов (дающим в результате новое подмножество Z^{d+1}), будут более корректными, чем при предыдущем (подмножество Z^d). Это в итоге определяет, что на подмножестве Z^{d+1} будет проведен более корректный подсчет запасов, чем на подмножестве Z^d .

Приведенные рассуждения позволяют говорить об оптимизации разработки запасов углеводородов. Очевидно, что запасы $Q_{геол}(d+1)$ на шаге $d+1$ не обязательно возрастают по сравнению с $Q_{геол}(d)$. В конечном итоге, оптимизация может быть сформулирована как минимизация остающейся в резервуарах нефти

$$\min |Q_{геол}(Z^d) - Q_{извл}(Z^d)|.$$

Ограничения здесь все те же (4, 5). Внедрение новых технологий на каждом новом этапе позволят извлекать нефть, которую на предыдущих этапах по экономическим причинам извлечь было невозможно. Решение задач внедрения новых технологий, с применением подходов по изучению свойств коллектора, актуально на всех этапах разработки месторождений.

Практическое применение свойств резервуара для решения задач оптимизации внедрения новых технологий

Опыт создания технологий разработки месторождений, учитывающих свойства коллекторов, имеется как в мировой, так и в российской нефтяной промышленности.

Исследовательским центром одной из западных нефтяных компаний создана уникальная современная технология моделирования применения технологии попеременной (WAG), а также одновременной (SWAG) закачки газа и воды в нагнетательные скважины [6]. Применение этих технологий позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 5...10 %. Уникальность метода основана на компьютерном моделировании и использовании фундаментальных данных порово-масштабной физики. Удалось formalизовать подходы и проводить точные и малозатратные расчеты для каждого типа породы. Созданная технология моделирования позволяет реализовать формализованный переход от первого шага, когда выполняется отнесение свойств пород в модель поромасштабного разреза, до заключительного — по построению модели месторождения. Моделирование позволяет определить участки для применения методов увеличения нефтеотдачи (технологии WAG и SWAG).

Российский пример «адресной» работы с особенностями резервуара при построении геологических моделей месторождений, имеющих коллектор типа «рябчик». Исходя из седиментационной модели «рябчиковых» песчаников, рассматриваемая толща, в разрезе, состоит из ряда пачек, формирование которых связано с этапами последовательной стабилизации береговой линии. Фильтрационно-емкостные характеристики каждой пачки в пределах конкретной территории обусловлены двумя факторами: первое — удаленностью рассматриваемой территории относительно палеобереговой линии и второе — интенсивностью штормового воздействия, преобладающего на момент осадконакопления каждой из пачек. Миграция береговой линии в период формирования «рябчиковых» песчаников способствовала вертикальному наращиванию пачек «штормовых» осадков. При этом, каждая из пачек, в зависимости от особенностей проявления того или другого факторов, характеризуется индивидуальностью фильтрационно-емкостных характеристик.

Пачки «рябчиковых» песчаников имеют значительную латеральную прослеживаемость прерывистой слоистости в объеме пачки и высокую разобщенность отдельных пачек как по разрезу, так и по площади.

Подобная структура продуктивных коллекторов требует определенной системы разработки сосредоточенных в них запасов углеводородного сырья. Наиболее приемлемыми являются: *во-первых*, бурение рядной системы горизонтальных скважин с различной протяженностью проложения ствола в

пределах отдельных пачек «рябчиковых» песчаников, более протяженной — в низкопроницаемых коллекторах, менее протяженной — в хорошо проницаемых пачках; *во-вторых*, так называемые «щадящие» гидроразрывы; *в-третьих*, вскрытие горизонтальным стволом скважины всей толщины слоистой неоднородности пачки; *в-четвертых*, площадная схема разработки по отдельным пачкам, с учётом латеральной тождественности коллекторских свойств.

Изложенные подходы способствуют созданию эффективных проектных документов по подсчёту (пересчёту) запасов и технологических схем разработки и выбору наиболее оптимальных мероприятий разработки месторождений. По отдельным мероприятиям это должно выглядеть следующим образом:

1. Снижение динамического уровня в эксплуатационных скважинах рационально проводить в коллекторах с хаотичной слоистостью, где вероятность прорыва пластовых вод в скважину по высокопроницаемым прослоям коллектора минимальна.

2. Глинокислотную и кислотную обработку, как фактор воздействия на цементирующую матрицу коллектора, более целесообразно проводить в резервуаре с хаотичной слоистостью, где дезинтеграция слоистой текстуры значительно улучшает фильтрационные характеристики призабойной зоны.

3. Закачка гелеобразующих компонентов в продуктивный пласт эффективна в песчаниках с упорядоченной слоистостью, так как приводит к выравниванию фильтрационных характеристик резервуара по разрезу, способствуя равномерному продвижению водонефтяного раздела по латерали в процессе разработки залежи.

4. Гидроразрыв пласта с закреплением трещины разрыва целесообразно проводить в коллекторах с хаотичной слоистостью, где разрушение матрицы порового пространства способствует повышению коэффициента извлечения нефти. В случае проведения гидроразрыва пласта в резервуарах с упорядоченной слоистостью, направление трещин будет ориентировано по простиранию косослоистой текстуры, как линии минимального сопротивления разрыва, что не даёт должного эффекта — увеличения коэффициента извлечения нефти — и может привести к преждевременному обводнению скважины. В ограниченных объемах применение гидроразрыва пласта в песчаниках с упорядоченной слоистостью оправдано при значительной макро-неоднородности коллектора с целью активизации притоков нефти из низкопроницаемой части продуктивного пласта.

5. Организация индивидуальных систем поддержания пластового давления является основой для эффективной разработки коллекторов с упорядоченной слоистостью. При этом, если позволяют технические возможности, максимальное значения коэффициента извлечения нефти будет достигаться при ориентировке нагнетательных и добывающих рядов вдоль простирания слоистой текстуры кол-

лктора. В случае площадных систем заводнения эффективна организация циклической закачки.

6. Горизонтальное бурение эффективно как в коллекторах с хаотичной, так и упорядоченной слоистостью. В последних ориентировка проводки стволов скважин и дальнейшая организация системы поддержания пластового давления должна учитывать пространственную ориентировку слоистой текстуры коллектора.

В зависимости от вида работ и объёмов исходной информации определяются технические средства для выполнения проекта и разрабатывается регламент, включающий стадийность поступления фактического материала, увязку исходной и конечной информации по различным звеньям проекта, контрольные точки его выполнения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мангазеев В.П., Белозёров В.Б., Кошовкин И.Н., Рязанов А.В. Методика отображения в цифровой геологической модели литолого-фациальных особенностей терригенного коллектора // Нефтяное хозяйство. — 2006. — № 5. — С. 66–70.
2. Кошовкин И.Н., Белозёров В.Б. Отображение неоднородностей терригенных коллекторов при построении геологических моделей нефтяных месторождений // Известия Томского политехнического университета. — 2007. — Т. 310. — № 2. — С. 26–32.
3. Уолкот Д. Разработка и управление месторождениями при заводнении. — М., 2001. — 143 с.

Заключение и выводы

Базовой основой для повышения эффективности разработки залежей углеводородов в свете вышеизложенных представлений следует считать:

- построение принципиально новых фациально-седиментационных моделей продуктивных резервуаров;
- детальный анализ разработки залежей нефти с позиции фациальной неоднородности коллектора и разукрупнения объектов разработки на подобъекты;
- использование индивидуальных систем разработки в пределах выделяемых зон, либо их перестроение в пределах эксплуатации залежи.

4. Закиров И.С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. — М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. — 356 с.
5. Ковалев С. Определение ценности запасов углеводородного сырья на основе текущей нетто-цены продукции. Обзор дискуссии в Западной экономической литературе // Нефтегазовый сектор России в теории и на практике: Сб. ст. под ред. В.А. Крюкова. — Новосибирск, 2003. — С. 185–219.
6. Байков Н.М. Добыча нефти на морских месторождениях мира (часть 1) // Нефтяное хозяйство. — 2005. — № 6. — С. 48–50.

Поступила 22.12.2006 г.