

РАЗДЕЛЕНИЕ ДОБЫЧИ ЖИДКОСТИ И ОБВОДНЕННОСТИ НА МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ С УЧЕТОМ ДАННЫХ БЕСПАКЕРНОГО РАСХОДОМЕРА

Гаврилов М.Н., Гаврилова А.С.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск

Проанализировано влияние реальных геолого-технологических условий на достоверность построения профиля притока на примере многопластовых месторождений нефти (Западная Сибирь).

Постановка задачи

Эксплуатация объектов разработки, когда фильтр скважины охватывает воздействием протяженный по мощности продуктивный интервал неоднородный по своим фильтрационно-емкостным свойствам или ряд таких объектов, является довольно часто встречаемой ситуацией на месторождениях Западной Сибири. Такой подход требует внимания к контролю равномерности и эффективности выработки запасов, особенно на поздних стадиях разработки. Не последнюю роль в решении этой задачи решают комплексные промыслово-геофизические исследования (ПГИ).

Особенно следует отметить технологии одновременной отдельной эксплуатации, которые позволяют осуществлять длительный непрерывный мониторинг добычи стационарной аппаратурой, но их применение стало возможно лишь с недавнего времени. Поэтому основной массив геофизических данных об истории разработки крупнейших месторождений составляют регулярные исследования профиля притока на протяжке. Большинство предшествующих исследователей практически весь этот объем данных при анализе выработки не принимается во внимание, ввиду различных осложняющих геолого-технологических факторов на скважине и неоднозначности результатов интерпретации прошлых лет [1]. Как правило, детальной и однозначной схемы критериев отбраковки и переинтерпретации архивного объема данных не приводится, что определяет важность и практическую значимость решения поставленной исследовательской задачи.

Анализ влияния геолого-технологических условий на качество материала

Величина инструментальной погрешности беспакерных глубинных расходомеров наиболее широко применяемой конструкции определяется действием следующих искажающих факторов.

Вариации вязкости жидкости. Изменение вязкости в некоторых случаях приводит к возникновению весьма значительных дополнительных погрешностей. Более того, даже постоянная, но большая вязкость потока (вода в нефти) существенно ухудшает метрологические характеристики расходомера, вызывая значительную нелинейность его шкалы.

Влияние вязкости на показания турбинного расходомера объясняется двумя физическими причинами: изменением эпюры скорости потока в зависимости от вязкости жидкости и изменением момента вязкого трения между ротором и потоком. Кроме того, в условиях, когда не весь поток идет через измерительный узел, вариация вязкости вызывает перераспределение потока жидкости через прибор и между прибором и обсадной колонной (вследствие изменения гидравлического сопротив-

ления измерительного канала), что является причиной изменения угла наклона статической характеристики расходомера и нестабильности коэффициента преобразования в области малых расходов.

В большинстве применяемых расходомеров уже реализован целый ряд способов для уменьшения влияния вязкости (использование расходомеров с разными диаметрами турбинки, центровка прибора, увеличение скорости протяжки, компоновка струенаправляющими конструкциями).

При этом в исследуемых геолого-технических условиях достигаются условия измерения, при которых зависимость показаний расходомера от вариации вязкости по стволу скважины незначительна и дополнительная погрешность, обусловленная изменением вязкости измеряемой жидкости, не превышает основной приведенной погрешности прибора (далее оцениваем ее менее 4 %).

Изменение диаметра обсадной колонны. Турбинные скважинные расходомеры измеряют объемный расход жидкости. Следовательно, изменение диаметра обсадной колонны по стволу скважины (например, вследствие отложений на стенках труб тяжелых составляющих продукции скважины или коррозионном вздутии металла) будет влиять на показания приборов (кроме расходомеров с абсолютным пакером). Так, при толщине отложений на стенках насосно-компрессорных труб всего в 1 мм вычисленное значение расхода будет больше на 7 %, а при толщине отложений в 2,5 мм, что не является редкостью, превышение составит 18 %.

Поэтому исключить влияние этого фактора в реальных скважинных условиях нет никакой возможности и необходимо вводить в расчеты наиболее реальные данные [2] или учитывать как возможный диапазон изменения результатов интерпретации.

Вихревое движение жидкости в зоне перфорационных отверстий. Экспериментально установлено, что при попадании турбинки в зону вихревого истечения жидкости, статическая характеристика прибора очень неустойчива и имеют место аномальные выбросы в показаниях прибора, которые могут составлять более 100 % от номинального значения расхода. Для минимизации погрешности беспакерных расходомеров, обусловленной вихревым движением частиц в зоне истечения и непосредственным воздействием боковых струй жидкости на лопасти турбинки, достаточно часто скважинные приборы снабжаются экранирующим устройством для предотвращения непосредственного воздействия боковых струй.

Для исследуемых месторождений наиболее характерны низкие дебиты жидкости, обусловленные «пузырьковым», а не струйным истечением нефти, не создающим вихревых течений.

Непрерывное движение скважинного прибора. Неравномерность движения глубинного прибора при непрерывной протяжке приводит к наиболее существенной погрешности при измерении дифференциального профиля притока для относительно небольших по толщине пластов, так как амплитуда колебательного перемещения глубинного снаряда может оказаться соизмеримой с толщиной пласта или с толщиной участка интенсивного притока [3]. Дополнительную погрешность, обусловленную неравномерным движением скважинного расходомера в рамках анализируемого материала, наиболее эффективно можно исключить только при детальной переинтерпретации данных с учетом результатов интерпретации данных геофизических исследований открытого ствола скважин.

Динамический режим работы, возникающий при непрерывной протяжке расходомера вдоль интервала перфорации, и др. При измерении расхода по стволу скважины в режиме протяжки появляется динамическая погрешность измерения,

пропорциональная постоянной времени преобразователя, скорости протяжки прибора по стволу скважины и градиенту измеряемого расхода. При этом снижение скорости движения прибора по стволу скважины уменьшает данный вид погрешности, однако необходимо помнить, что прямой участок статической характеристики малогабаритных беспакерных расходомеров наступает при расходе более 20–30 м³/сут, получить который в малодебитной скважине можно, только увеличивая скорость движения самого прибора [2].

Таким образом, в добывающем фонде низкодебитных многопластовых месторождений наилучшей разрешенностью по разрезу отличаются записи расходомерии при высокой скорости протяжки, они же будут характеризоваться и наибольшей динамической погрешностью.

Выводы

1. Унификация и комплексный подход к созданию алгоритма обработки и переинтерпретации результатов архивных регулярных промыслово-геофизических исследований, характеризующих историю и равномерность выработки запасов – является актуальной задачей для рационального контроля и регулирования разработки многопластовых месторождений на поздних стадиях.

2. Детальный, по скважинный, анализ результатов расходомерии, совместно с результатами интерпретации геофизических исследований скважин и промысловой информацией, позволяет распределить удельный дебит с погрешностью, не превышающей 10 %, даже в малодебитных скважинах, и обеспечить обоснованную отбраковку отдельных результатов ПГИ.

Литература

1. Мангазеев П.В. Повышение эффективности выработки остаточных трудноизвлекаемых запасов нефти сложнопостроенных объектов АВ₁ Советского месторождения. – М.: 2000, диссертация на соискание ученой степени к. т. н.

2. Киямов Л.Т., Шафикова Г.М. К вопросу построения профиля притока добывающей скважины беспакерными расходомерами // Средства измерения, автоматизации, телемеханизации и связи. – 2008. – № 7. – С. 9–17.

3. Корабельников С.И., Афонин Д.Г., Семухин М.В. Практическая методика разделения добычи жидкости и обводненности на многопластовых месторождениях Оренбургского региона. – М.: «Нефтяное хозяйство» – 2014. – № 2. – С. 78–82.