УДК 622.276

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПОЛУЧЕННЫХ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ В НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

FEATURES INTERPRETATIONS OF HORIZONTAL OIL WELL BUILD-UP TEST IN OIL AND GAS RESERVOIRS

М. Д. Зейн Аль-Абидин, С. К. Сохошко, А. В. Саранча, Н. П. Кочерга
M. D. ZejnAl'-Abidin, S. K. Sohoshko, A. V. Sarancha, N. P. Kocherga

Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень

Ключевые слова: ***горизонтальная скважина; нефтегазовое месторождение; гидродинамические исследования; кривая восстановления давления; водонефтяной контакт; газонефтяной контакт***
Key words: ***horizontal well; oil and gas field; well testing; build-up test; oil water contact; gas oil contact***

Изучение фильтрационных характеристик пластов любого месторождения непременно сопровождается гидродинамическими исследованиями (ГДИ), которые позволяют оценить такие параметры, как фазовая проницаемость флюида, скин-фактор, емкость ствола скважины, пластовое давление. В случае, если скважина горизонтальная, либо в ней есть трещина гидроразрыва пласта (ГРП), становится также возможным определение дополнительных параметров, таких как работающая длина горизонтального ствола, полудлина трещины, безразмерная проводимость трещины. При наличии горизонтального ствола в процессе интерпретации ГДИ также возможно разделение скин-фактора на две составляющие — механический скин-фактор и геометрический скин-фактор. На механический скин-фактор влияет множество параметров, характеризующих состояние призабойной зоны, в то время как геометрический скин-фактор напрямую зависит от геометрии ствола скважины в продуктивном пласте.

В последние годы активно вводятся в разработку трудноизвлекаемые запасы, к которым можно отнести и нефтяные части нефтегазоконденсатных пластов [1–4]. Сложность извлечения запасов нефти связана с наличием подстилающей воды и газовой шапки, при этом эффективные нефтенасыщенные толщины во многих случаях не превышают 10 м. При разработке таких коллекторов отмечается конусообразование как со стороны водонасыщенных интервалов, так и со стороны газовой шапки. В случае прорыва газа отмечается довольно стремительный рост газового факта, что, в конечном итоге, приводит к отказу ЭЦН. Разработка таких пластов возможна только с использованием горизонтальных скважин. Интерпретация гидродинамических исследований в таких скважинах имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать для получения достоверных параметров. К этим особенностям относятся наличие горизонтального ствола, влияние на график КВД зон двух- и трехфазной фильтрации, высокий газовый фактор.

Рассмотрим особенности интерпретации ГДИ на примере нефтяных скважин нефтегазоконденсатного пласта месторождения Западной Сибири.

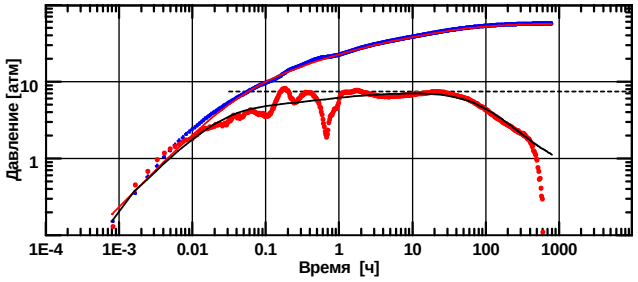

Рис. 1. ***Диагностический график скв. 7***

В скв. 7 исследование было выполнено с регистрацией кривой восстановления давления после кратковременной отработки. Средний дебит нефти составил 230 м^3/сут, общее время исследования — 800 часов. Скважина эксплуатировалась фонтанным способом, закрытие выполнено на устье. На рис. 1 представлен диагностический график проведенного исследования, на рис. 2 — график Хорнера. Как правило, на диагностическом графике полученном в горизонтальных скважинах, возможно выделить линейный и поздний радиальный притоки, а в некоторых случаях даже ранний радиальный приток в вертикальной плоскости.

Приток из скважины составляет смесь нефти и газа, расчет выполнен по основной фазе – по нефти. На диагностическом графике отмечается достаточно сложный и неоднозначный

вид кривой. Структура потоков, формирующаяся при работе горизонтальной скважины, не диагностируется, то есть невозможно четко выделить ранний радиальный или линейный приток. После выхода кривой на прямолинейный участок, который характеризует поздний радиальный приток, уже через 27 часов производная давления стремится вниз. Проницаемость принята по прямолинейному участку диагностического графика, составляет около 20 мД, что является вполне характерным значением для данного пласта. До выполаживания производной диагностического графика наблюдается «провал» приблизительно через один час после начала записи КВД. Такое поведение диагностического графика характерно для коллекторов, имеющих двойную систему фильтрации. Например, такие «провалы» наблюдаются при интерпретации ГДИ порово-трещинных и двухслойных коллекторов. Сам «провал» характеризует переход от одной системы к другой. В случае порово-трещинного коллектора такой скачок давления характеризует переход от трещин к матрице, а в случае двухслойного коллектора – подключение к работе низкопроницаемого пропластка. Однако представленный пласт является терригенным и относительно однородным. В данном случае возможным объяснением является переход от одной зоны (нефтенасыщенной) к другой зоне (газонасыщенной) в вертикальной плоскости. Этому способствует то, что данная скважина пробурена вблизи газонефтяного контакта, поскольку после прорыва газа предполагается ее перевод в газовый фонд. Помимо этого, на конечном участке производная диагностического графика отклоняется вниз. Отклонение диагностического графика вниз возможно в двух случаях — при наличии границы постоянного давления или сферического течения. Согласно классическим представлениям, описанным в работах Bourde [5], комбинация представленных графиков свидетельствует именно о сферическом течении, однако в горизонтальных скважинах оно практически невозможно. С другой стороны, границей постоянного давления может служить водоносная область, а отклонение может свидетельствовать о достижении границы ВНК. Такое возможно, поскольку горизонтальный ствол находится на расстоянии 8 м от границы с водой. Если делать оценку до границы постоянного давления с учетом распространения в горизонтальной плоскости, проницаемость которой 20 мД, то мы получаем 315 м. Однако если мы достоверно знаем, что расстояние до ВНК составляет 8 м, то можем оценить и вертикальную проницаемость, которая будет в 40 раз ниже горизонтальной. В таком случае вертикальная проницаемость составит 0,5 мД.

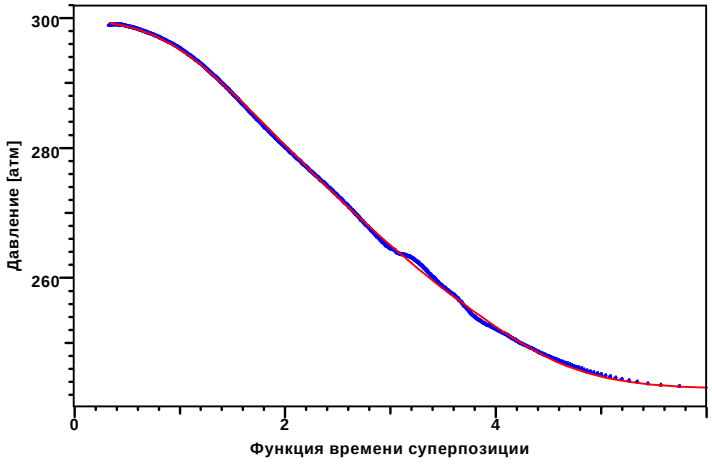

Рис. 2. ***Обработка кривой восстановления давления по методу Хорнера (скв. 7)***

Схожая динамика давления также наблюдается в скв. 5, которая находится на расстоянии трех километров от скв. 7. Общее время исследования составило 780 часов. Перед закрытием на КВД скважина работала фонтанным способом с дебитом нефти 127 м^3/сут. Обводненность продукции скважины составляла 2 %. Диагностический график проведенного исследования представлен на рис. 3.

Приток из скважины составляет смесь нефти, газа и воды. Все расчеты выполнены по свойствам пластовой нефти как доминирующей фазы. Кривая цикла КВД имеет восстановленный вид.

Начальный участок цикла КВД искажен. Анализ показаний давления и температуры позволяет сделать вывод о технических манипуляциях на устье скважины, так как в этот период отмечаются резкие скачки изменения температуры и давления. Дополнительное влияние могли оказать фазовые перераспределения в стволе скважины.

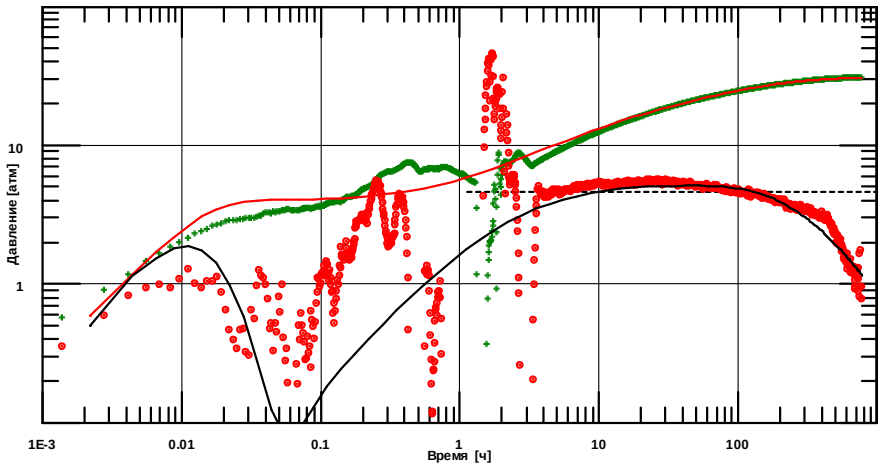

Рис. 3. ***Диагностический график скв. 5***

На производной давления структура потоков, характерная при работе горизонтальной скважины, не диагностируется (ранний радиальный, линейный, поздний радиальный потоки). Через 20–25 часов производная давления стремится вниз, причем динамика снижения давления очень схожа с динамикой по скв. 7. Схожее поведение объясняется схожей проводкой скважины по пласту. Горизонтальный ствол располагается в непосредственной близости от ГНК, при этом расстояние до ВНК — 9 м. Если оценивать расстояние до границы в случае распространения волны депрессии в горизонтальной плоскости, то получим значение около 350 м при проницаемости 15 мД. Исходя из предположения, что мы точно знаем расстояние до ВНК, можно оценить вертикальную проницаемость, которая будет в 40 раз ниже горизонтальной и составит порядка 0,4 мД.

Таким образом, интерпретация гидродинамических нефтяных скважин нефтегазоконденсатных коллекторов является достаточно сложной задачей, при этом традиционные методы диагностики не позволяют решить поставленные задачи. При обработке ГДИ необходимо принимать во внимание наличие не только нефтяной части, но и газовой шапки. Предложенные в статье решения позволяют оценить не только горизонтальную, но и вертикальную проницаемость, а также коэффициент анизотропии коллектора.

Список литературы

1. Бердин Т. Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 199 с.
2. Брехунцов А. М., Телков А. П., Федорцов В. К. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. – Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004.
3. Кустышев В. А., Гейхман М. Г., Матиешин И. С. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин: Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2007. – 124 с.
4. Шагиев Р. Г. Исследования скважин по КВД. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
5. Bourde D. Well Test Analysis: the Use of Advanced Interpretation Models, Elsevier science, Amsterdam, Netherlands, 2002.

Сведения об авторах

Зейн Аль-Абидин Мохаммед Джавад, *аспирант кафедры «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, e-mail: mehemet80@yahoo.com*

Сохошко Сергей Константинович, *д. т. н., заведующий кафедрой «Моделирование и управление процессами нефтегазодобычи», Тюменский государственный нефтегазовый университет», г. Тюмень, тел. 8(3452)416889*

Саранча Алексей Васильевич, *к. т. н., доцент кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, e-mail: sarantcha@mail.ru*

Кочерга Николай Павлович, *магистр кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Тюмень, e-mail: sarantcha@mail.ru*

Information about the authors

Zejn Al'-Abidin M.D., *postgraduate student of the Department «Modelling and management of processes of oil and gasrecovery», Tyumen state oil and gas University, Tyumen,e-mail: mehemet80@yahoo.com*

Sohoshko S. K., *head of Department «Modelling and management of processes of oil and gas recovery», Tyumen state oil and gas University, Tyumen, phone: 8(3452) 416889*

Sarancha A. V., *associate Professor of Department «Development and operation of oil and gas field», Tyumen state oil and gas University, Tyumen, e-mail:sarantcha@mail.ru*

Kocherga N. P., *master of the Department «Development and operation of oil and gas fields», Tyumen state oil and gas University, Tyumen, e-mail: sarantcha@mail.ru*