

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

¹Зейн Аль-Абидин М.Д., ¹Сохошко С.К., ¹Саранча А.В., ¹Кочерга Н.П.

¹ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Тюмень, Россия (625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

Рассмотрены особенности интерпретации гидродинамических исследований в горизонтальных нефтяных скважинах при разработке нефтегазоконденсатных пластов. На динамику изменения давления в горизонтальных скважинах оказывает влияние наличие водонефтяного и газонефтяного контактов. При интерпретации кривых восстановления давления выделяются участки, характерные для двухслойных пластов. На поздних стадиях исследования отмечается влияние зон постоянного давления. Проведена диагностика кривых восстановления давления полученных в двух горизонтальных скважинах нефтегазоконденсатного месторождения Западной Сибири. Сравнительный анализ показал идентичные изменения давления при остановке скважин. Обе скважины были пробурены вблизи газонефтяного контакта на максимальном удалении от водонефтяного контакта. На основании полученных результатов предложен способ оценки вертикальной проницаемости и коэффициента анизотропии по данным гидродинамических исследований горизонтальных нефтяных скважин.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, нефтегазовое месторождение, гидродинамические исследования, кривая восстановления давления, водонефтяной контакт, газонефтяной контакт.

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

¹Zejn Al-Abidin M.D., ¹Sohoshko S.K., ¹Sarancha A.V., ¹Kocherga N.P.

¹Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Tyumen State Oil and Gas University", Tyumen, Russia (625000, Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: sarantcha@mail.ru

The article describes the features of well test interpretation in horizontal oil wells in the development of oil and gas reservoirs. The dynamics of pressure change in horizontal wells affects the availability of oil water and gasoil contacts. When interpreting build-up tests allocated plots typical of two-layer reservoirs. In the later stages of the study noted the impact zones of constant pressure. Diagnostics of pressure transient two horizontal wells oil and gas field in Western Siberia. Comparative analysis showed an identical change in pressure when shut. Both wells were drilled near the gasoil contact at the maximum distance from the gas oil contact. The results obtained provided a method of estimating the vertical permeability and the anisotropy coefficient according well testing of horizontal oil wells.

Keywords: 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 метров. При разработке таких коллекторов отмечается конусообразование как со стороны водонасыщенных интервалов, так и со стороны газовой шапки. При этом 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.

В скважине № 5 исследование было выполнено с регистрацией кривой восстановления давления после кратковременной отработки. Средний дебит нефти составил 230 м³/сут, общее время исследования – 800 часов. Скважина эксплуатировалась фонтанным способом, закрытие выполнено на устье. На рисунке 1 представлен диагностический график проведенного исследования, на рисунке 2 – график Хорнера. Как правило, на диагностическом графике, полученном в горизонтальных скважинах, возможно выделить линейный и поздний радиальный приток, 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.

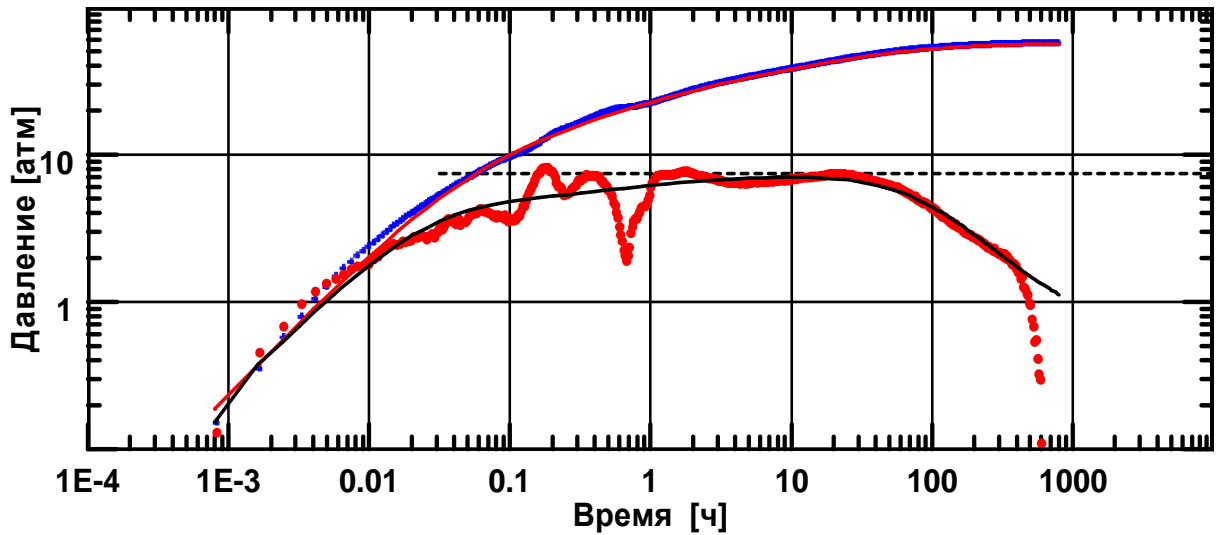


Рис. 1. Диагностический график скважины № 5

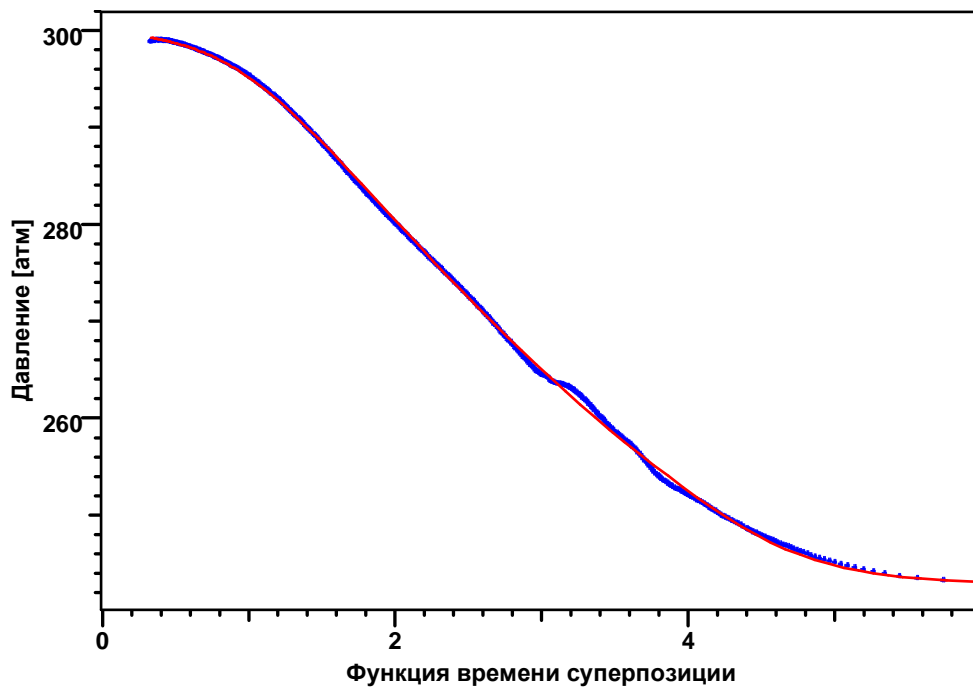


Рис. 2. Обработка кривой восстановления давления по методу Хорнера. Скважина № 5

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 – наличие 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 метров 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.

Схожая динамика давления также наблюдается в скважине № 5, которая находится на расстоянии трех километров от скважины № 7. Общее время исследования составило 780 часов. Перед закрытием на КВД скважина работала фонтанным способом с дебитом нефти 127 м³/сут. Обводненность продукции скважины составляла 2%. Диагностический график проведенного исследования представлен на рисунке 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.

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 скважине № 7. Схожее поведение

объясняется схожей проводкой скважины по пласту. Горизонтальный ствол располагается в непосредственной близости от ГНК, при этом расстояние до ВНК – 9 метров. Если оценивать расстояние до границы в случае распространения волны депрессии в горизонтальной плоскости, то получим значение около 350 метров 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.

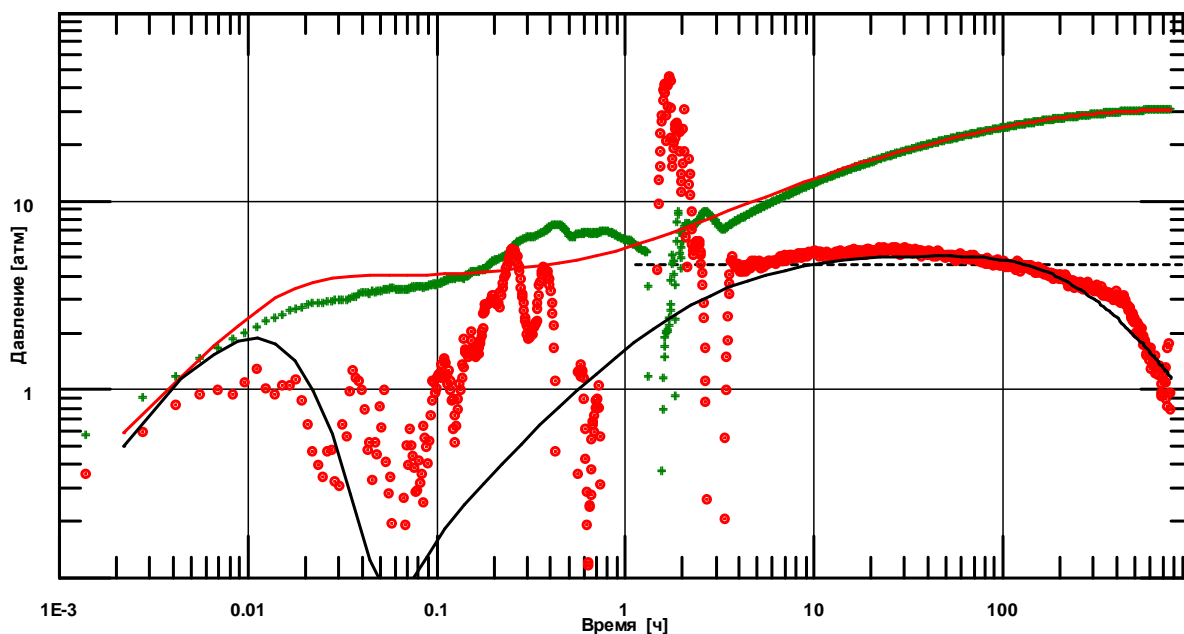


Рис. 3. Диагностический график скважины № 7.

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. – 290 с.

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.

Рецензенты:

Грачев С.И., д.т.н., профессор, заведующий кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ «ТюмГНГУ», г. Тюмень;

Стрекалов А.В., д.т.н., профессор кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», Институт геологии и нефтегазодобычи, ФГБОУ «ТюмГНГУ», г. Тюмень.