

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.47-56>

УДК 622.276.031.011.43:53.082.2

Возможность использования устьевых КВД для определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора

Зуев М.В.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Possibility of using wellhead pressure build-up to determine the reservoir properties

M.V. Zuev

LLC «Tyumen Petroleum Research Center», Tyumen, Russia

E-mail: mvzuev-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В результате ограничения возможности проведения глубинными манометрами гидродинамических исследований газовых объектов сенамонской группы, возникает необходимость проведения исследований устьевыми манометрами, что зачастую ведет к искажению фактических результатов.

Было необходимо более детально проработать факторы, влияющие на причины погрешности устьевых замеров при записи кривой восстановления давления, что вследствие привело к необходимости оценки диапазона неопределённостей и выявлению основных причин не информативности в связи с настройкой модели на фактические данные.

Ключевые слова: *КВД, устьевой замер давление*

Для цитирования: Зуев М.В. Возможность использования устьевых КВД для определения фильтрационно-емкостных свойств коллектора//Нефтяная провинция.-2021.-№3(27).-С.47-56. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.47-56>

Abstract. As a result of limiting the possibility of carrying out hydrodynamic studies with downhole pressure gauges, it becomes necessary to carry out wellhead pressure gauges, which often leads to distortion of the actual results.

It was necessary to work out in more detail the factors that influence the reasons for the error of wellhead measurements when recording the pressure build-up curve, which, as a result, led to the need to assess the range of uncertainties and identify the main reasons for the lack of information in connection with the adjustment of the model to the actual data.

Key words: *Pressure build-up pressure, wellhead pressure measurement*

For citation: M.V. Zuev 'Vozmozhnost' ispol'zovaniya ust'evykh KVD dlja opredeleniya fil'tracionno-emkostnykh svojstv kollektora [Possibility of using wellhead pressure build-up to determine the reservoir properties]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(27), 2021. pp. 47-56. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2021.3.47-56> (in Russian)

Была проведена оценка уровня проводимости по газовой и газоконденсатной скважинам, в которых при проведении регистрации кривой восстановления давления (КВД) и получен радиальный приток по «полке» на производной. Запись давлений производилась как глубинными, так и устьевыми манометрами

В практике гидродинамических исследований на результат регистрации и интерпретации КВД устьевыми манометрами оказывают влияния различные факторы (Табл. 1) [1-2].

Таблица 1

***Критерии, влияющие на качество проведения исследований
в зависимости от типа прибора.***

Критерии	Устьевой манометр УМТ-01	Глубинный манометр САМТ-02
Влияние окружающей среды	+	-
Длительная автономная работа прибора	+	-
Зашумленность кривой	+	-
Погрешность пересчета на ВДП	+	-
Спуска подъемные операции	-	+
Достоверность выхода скважины на радиальный режим притока	+	-

Погрешность, связанная с разрешающей способностью прибора, является основным фактором влияющим на точность измерения давления в зависимости от погодных условий от -20 до + 50 °С, % ± 0.15 . Рекомендуемая разрешающая способность прибора - 0,0001 МПа.

При анализе результатов интерпретации исследований с использованием дебитов, полученных с помощью средств телеметрии и рассчитанных по диафрагменному измерителю критического течения «ДИКТ», наилучшая настройка диагностического графика отмечается при настройке на дебиты телеметрии [3]. Основная из возможных причин – погрешность при расчете на ДИКТ наличия жидкости в потоке газа (Рис. 1, 2).

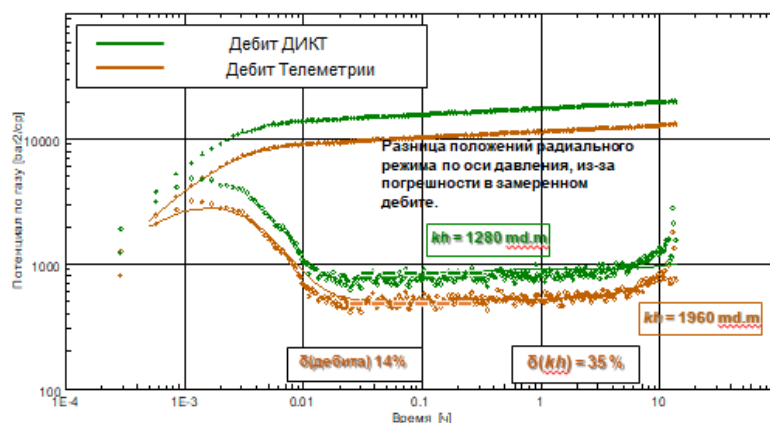


Рис. 1. Диагностический график в зависимости от дебита по телеметрии и ДИКТ

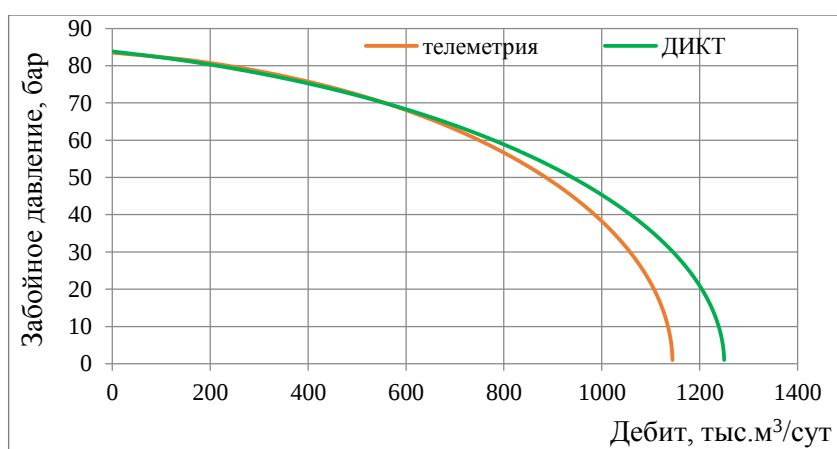


Рис. 2. Настройка ИД по дебиту телеметрии и ДИКТ

Так же очень большое влияние оказывают климатические условия на запись устьевых КВД, основной причиной является искажение кривой связанное с флуктуационными процессами, с большой вероятностью вызванными остыванием ствола скважины и не могут быть проанализированы с точки зрения оценки фильтрационных емкостных свойств (ФЕС) и состояния призабойной зоны пласта (Рис. 3). Возможно, нестабильные показания могут быть связаны с выходом из строя приборов. В результате проведенных устьевых исследований в период остановки промысла в 2020 г. неинформативными признаны 25% исследований и 19% исследований имеют низкую степень информативности (возможно, оценить только пластовое давление), что существенно снижает степень охвата гидродинамическими исследованиями скважин.

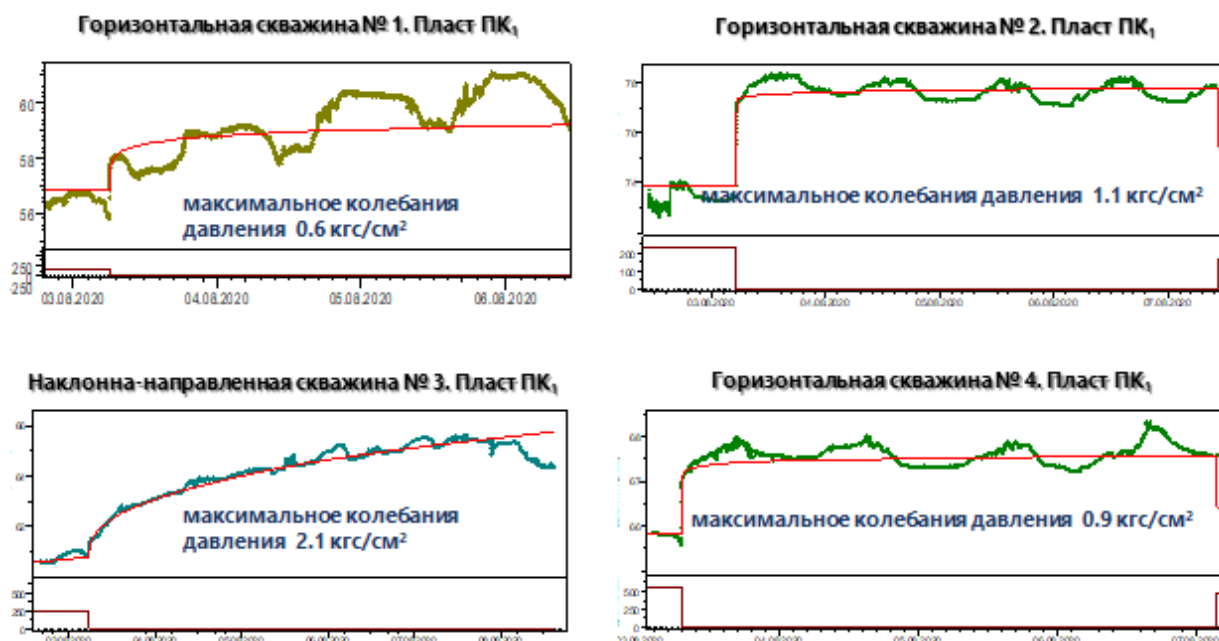


Рис. 3. Примеры исследований с низкой степенью информативности

В дальнейшем проведена оценка уровня проводимости по скважинам (газовой и газоконденсатной) в зависимости от конструкции скважины [4], в которых при проведении регистрации КВД запись давлений производилась как глубинными, так и устьевыми манометрами.

При регистрации КВД устьевыми манометрами на вертикальных скважинах возникают искажения производной давления, вызывающие дополнительные неопределённости при определении полки радиального притока, в связи с этим погрешность может составлять от 5 до 14 %, что значительно выше, чем при глубинных замерах давления (Рис. 4).



Рис. 4. Диагностический график в вертикальной скважине

Так же проведен анализ устьевых манометров в наклонно-направленных скважинах, были выявлены основные критерии, влияющие на корректность определения значения проводимости:

- низкая разрешающая способность и чувствительность по давлению у устьевых манометров в сравнении с глубинными;
- существенное влияние на замер давления изменения температуры окружающей среды;
- возникающие неопределённости в оценке отклика давления на радиальный приток («полки» производной) из-за искажения производной ввиду выше перечисленных технических причин (Рис. 5).

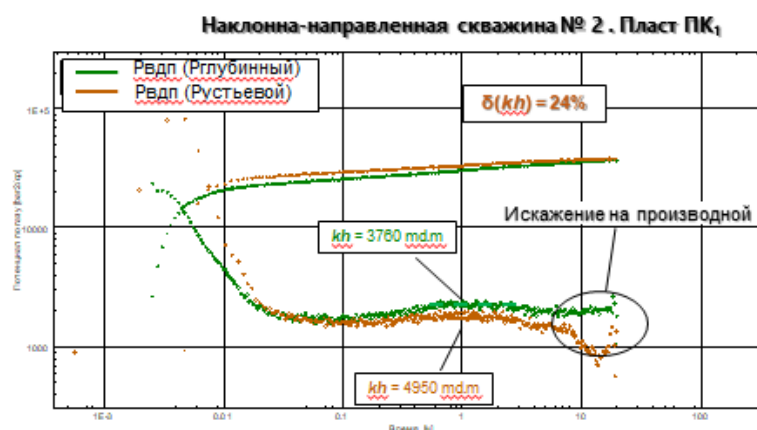


Рис. 5. Диагностический график в наклонно-направленной скважине

В целом погрешность по ННС может составлять от 5 до 25%, что значительно выше, чем при глубинных замерах давления.

В дальнейшем была проведена оценка информативности и настройки модели при получении радиального притока по полке на производной в горизонтальных скважинах.

Основной причиной погрешности по определению kh в горизонтальных скважинах, является длительное влияния ствола скважины [5-6], продолжительное время линейного режима течения к стволу скважины и искажение производной, в результате по скважине № 3 имеет неопределённости в определении kh при устьевом замере в диапазоне от 18 до 68 % (Рис. 6).

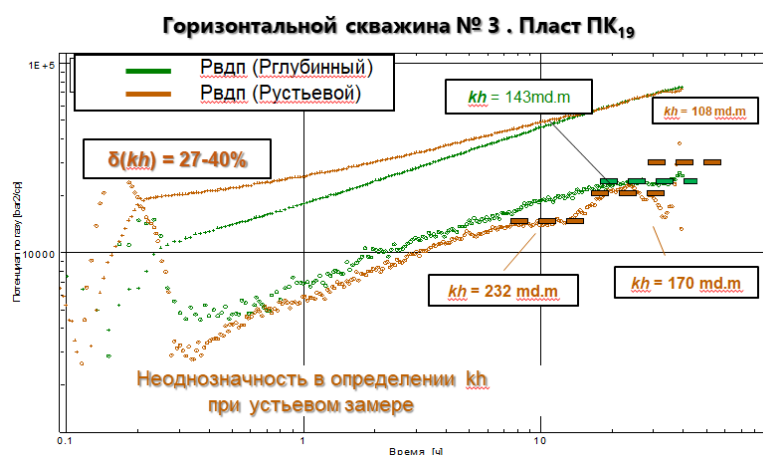


Рис. 6. Диагностический график в горизонтальной скважине

Исходя из проведенного анализа, были выделены основные критерии информативности устьевых замеров в зависимости от конструкции скважины (Табл. 2).

Средняя погрешность определения значения проводимости при устьевых замерах КВД может находиться в пределах 5-40 %. В горизонтальных скважинах при отсутствии отклика на РФП возникает дополнительная неопределенность по проводимости.

Следует отметить, что в ряде случаев при записи устьевых КВД на затрубном пространстве газовых скважин, вскрывающих коллектора с проницаемостями в диапазоне 100-1000 мД возникает эффект ложной стабилизации давления [7]. Он выражается в достижении устьевым давлением на КВД некой постоянной величины, дальнейший же рост давления полностью прекращается. Это вызвано тем, что восстановление давления в области позднего бесконечно-радиального притока для высокопроницаемых коллекторов имеет порядок сотых и даже тысячных долей атмосферы, в этом случае расширение газа в приустьевой зоне ствола скважины компенсирует мизерное изменение давления на забое и полностью перекрывает реальный процесс восстановления давления.

Таблица 2

Критерии информативности устьевых замеров

Конструкция скважины	Погрешность определения kh, %	Информативность исследований	Выход скв. на РФП	Коэффициент сглаживания, д.ед	Погрешность пересчета давления, кгс/см ²	Влияние климат. условий	Ограничения при наличии воды	Определяемые параметры по устьевым исследованиям		Допустимость применимости
Вертикальная	От 5 до 14	Хорошая	+	$0,1 \leq 0,2 \leq 0,3$	от 0,02 до 0,2	+	Более 9 м ³ /сут	Достоверная оценка		Высокая
								Рпл	+	
								Kh	+	
								Скин-фактор	+	
Наклонно-направленная	От 5 до 25	Средняя	+	$0,1 \leq 0,3 \leq 0,5$	от 0,02 до 0,3	+	Без наличия воды	Достоверная оценка		
								Рпл	+	Высокая
								Kh	+	Хорошая
								Скин-фактор	+	Хорошая
							Более 5 м ³ /сут	Достоверная оценка		
								Рпл	+	Хорошая
								Kh	-	Низкая
								Скин-фактор	-	Низкая
Горизонтальная	От 5 до 40	Средняя	+/-	$0,1 \leq 0,3 \leq 0,8$	от 0,02 до 0,4	+	Более 2 м ³ /сут	Достоверная оценка		
								Рпл	+	Хорошая
								Kh	-	Низкая
								Скин-фактор	-	Низкая

Некоторые интерпретаторы идентифицируют такой эффект как близкую границу постоянного давления, что, в действительности, некорректно. В связи с этим, не рекомендуется использовать устьевые замеры забойного давления для установления границ залежи в коллекторах с диапазоном проницаемости 100–1000 мД, в случае необходимости оценки расстояния до границ дренирования целесообразно осуществлять запись изменения забойных давлений непосредственно глубинным прибором.

Сама же устьевая КВД с участком ложной стабилизации давления может быть использована для оценки значений скин-фактора и проницаемости коллектора.

Помимо эффекта ложной стабилизации давления на КВД, рассмотренного для замеров давлений на затрубном пространстве, для КВД записанных на трубном пространстве скважины характерно также проявление эффекта падения давления при остановке скважины.

Это связано с отрывом столба жидкости от устья после остановки скважины, вызывающим снижение давления на устье за счет меньшей плотности флюида.

При большом количестве добываемой жидкости процесс падения давления может продолжаться в течении всего времени регистрации КВД, поскольку расширение газа не может компенсировать падение давления, обусловленное резким снижением плотности флюида.

Проведенный анализ показал, что использование устьевых КВД не подходит для оценки проводимости без наличия достоверной КВД с выходом на радиальный режим течения, в условиях большого количества жидкости в потоке и полного ее выноса с забоя скважины, ввиду возникновения больших погрешностей в определении ФЕС пласта. Использование возможно для определения пластового давления и на оценочном уровне фильтрационно-емкостных свойств пласта.

Литература

1. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А., Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 526 с.
2. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефте-газоконденсатных месторождений. М.: Струна, 1998.-628 с.
3. Давлетбаев А.Я., Исламов Р.Р., Иванщенко Д.С., Особенности построения индикаторных диаграмм при газодинамических исследованиях скважин, проведенных ускоренными методами. УДК 622.276:519.688
4. Алиев З.С., Сомов Б.Е., Чекушин В.Ф. Обоснование конструкции горизонтальных и многоствольной-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений. М.: Техника, 2001. 192 с.
5. Ahmed N., Mckinney P., Advancer reservoir engineering. Copyright © 2005 Elsevier Inc. All rights reserved
6. Bosworth S., El-Sayed H.S. et. al. Key issues in multilateral technology // Oilfield review. 1998. Winter. P. 14-28
7. BEGGS, D., Production Optimization Using Nodal Analysis (Tulsa, OK: OGCI) 1991.

References

1. Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A., *Rukovodstvo po issledovaniju skvazhin* [Guidelines for the study of wells]. Moscow: Nauka, 1995. 526 p. (in Russian)
2. Zakirov S.N. *Razrabotka gazovyh, gazokondensatnyh i nefte-gazokondensatnyh mestorozhdenij* [Development of gas, gas condensate and oil and gas condensate fields]. M.: Struna, 1998.-628 p. (in Russian)
3. Davletbaev A.Ya., Islamov R.R., Ivanshchenko D.S., *Osobennosti postroeniya indikatornykh diagramm pri gazodinamicheskikh issledovaniyakh skvazhin, provedennykh uskorennyimi metodami* [Features of the construction of indicator diagrams in gas-dynamic studies of wells carried out by accelerated methods]. UDC 622.276: 519.688 (in Russian)
4. Aliev Z.S., Somov B.E., Chekushin V.F. *Obosnovanie konstrukcii gorizont'al'nyh i mnogostvol'noj-gorizont'al'nyh skvazhin dlja osvoeniya nef tjanyh mestorozhdenij* [Justification of the design of horizontal and multilateral-horizontal wells for the development of oil fields]. Moscow: Tekhnika, 2001.192 p. (in Russian)
5. Ahmed N., Mckinney P., Advancer reservoir engineering. Copyright © 2005 Elsevier Inc. All rights reserved (in English)
6. Bosworth S., El-Sayed H.S. et. al. Key issues in multilateral technology // Oilfield review. 1998. Winter. P. 14-28 (in English)
7. BEGGS, D., Production Optimization Using Nodal Analysis (Tulsa, OK: OGCI) 1991 (in English)

Сведения об авторах

Зуев Максим Викторович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр»
Россия, 625002, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: mvzuev-tnk@tnnc.rosneft.ru

Authors

M.V. Zuev, Chief Specialist, Tyumen Petroleum Research Center
79/1, Osipenko st., Tyumen, 625002, Russian Federation
E-mail: mvzuev-tnk@tnnc.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 26.08.2021
Принята к публикации 22.09.2021
Опубликована 30.09.2021