

# ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ЯРЕЙСКОЙ ПЛОЩАДИ ЯМСОВЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

WELL TESTS OF THE HORIZONTAL WELLS ON YAREYSKAY AREA OF THE YAMSOVEYSKOYE GAS FIELD

УДК 622.279.5.001.42+622.243.24 (571.12)

<b>О.В. СЫЧЕВА</b>	ООО «ТюменНИИгипрогаз», младший научный сотрудник Сектора анализа разработки месторождений Отдела разработки газовых месторождений	Тюмень Lelik72@72.ru
<b>К.А. ЕВСТАФЬЕВА</b>	ООО «ТюменНИИгипрогаз», научный сотрудник Лаборатории технологии разработки месторождений углеводородного сырья Отдела разработки газовых месторождений	
<b>А.И. МАЛЬЦЕВ</b>	ООО «ТюменНИИгипрогаз», Зав. лабораторией анализа разработки газовых месторождений	
<b>М.Н. КИСЕЛЕВ</b>	зам. начальника отдела разработки месторождений ООО «Газпром добыча Надым»	
<b>O.V. SYCHEVA</b>	Ltd «TyumenNIIGiprogaz» junior researcher of the Sector of field development analysis of the Department of gas field development	Tyumen
<b>X.A. EVSTAFIEVA</b>	Ltd «TyumenNIIGiprogaz» Researcher Laboratory Technology Development Division of hydrocarbon deposits development of gas fields	
<b>A.I. MALTSEV</b>	Ltd «TyumenNIIGiprogaz» Head. of Laboratory analysis of the development of gas fields	
<b>M.N. KISELEV</b>	Assistant of the head of Field Development Ltd «Gazprom добыча Nadym»	
<b>КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:</b>	исследование скважин, кривые притока, кривые восстановления давления, депрессия, дебит, режимы течения в пласте.	
<b>KEYWORDS:</b>	well tests, flow curves, curves of pressure recovery, draw-down, flow rate, flow conditions in the reservoir.	

Ежегодно проводятся гидродинамические исследования скважин для установления оптимального режима работы скважин и получения информации о пластовых флюидах и гидродинамических свойствах пласта. В 2011 году на скважинах Ярейской площади были проведены промыслово-геофизические исследования горизонтальных скважин с целью определения профиля и состава притока, работающих интервалов, кривых восстановления давления (КВД), определения газодинамических параметров, плотности заполняющего флюида и уровня жидкости в стволе скважин.

Annually, the hydrodynamic well abstract tests are held to determine the optimal operation mode of the wells and obtaining the information concerning the fluids and hydrodynamic properties of the reservoir. In 2011, the geophysical studies of horizontal wells on Yareyskay area were made to determine the profile and composition of the influx of the producing intervals, the pressure recovery curves, gas-dynamic parameters, the density of reservoir filling-up fluid and the fluid level in the wellbore.

Ямсовейское месторождение введено в эксплуатацию в 1997 году. Сейчас разработка ведется на двух площадях Ямсовейская и Ярейская. В 2010 году на Ярейской площади введено в эксплуатацию шесть газовых скважин с горизонтальным окончанием (три куста по две скважины).

Ежегодно проводятся гидродинамические исследования скважин для

установления оптимального режима их работы и получения информации о пластовых флюидах и гидродинамических свойствах пласта. В 2011 году на скважинах Ярейской площади были проведены промыслово-геофизические исследования с целью определения профиля и состава притока, работающих интервалов, кривых восстановления давления (КВД), определения газодинамических

параметров, плотности заполняющего флюида и уровня жидкости в стволе скважин.

В таблице 1 приведены фактическая конструкция скважин и технологического оборудования по результатам интерпретации.

По данным термометрии, термоанемометрии отмечены работающие интервалы в скважинах. Сводные результаты приведены в таблице 2. ►

Номер скважины	Глубина башмака НКТ, м	Кровля хвостовика, м	Интервал перевалки на скважинный фильтр, м	Интервал перфорации, м
911	1101,5	-	1104,7-1106,7	1137,8-1602,0
912	1171,2	-	1173,5-1175,5	1268,2-1816,0
921	1251,0	1254,8	-	1298,6-1774,0
922	1145,4	1151,0	-	1193,2-1695,0
931	1131,0	-	1141,0-1142,8	1203,2-1726,0
932	1150,8	1152,0	-	1205,0-1652,0

Таб. 1. Ярейская площадь. Фактическая конструкция скважин и технологического оборудования

### Анализ работы горизонтальных скважин по КВД

#### Диагностические кривые для горизонтальных скважин

При испытании газовых скважин все различные режимы течения могут быть идентифицированы по билогарифмическим графикам – логарифмы перепада давления  $\Delta P$  и производной давления  $P'$  от логарифма времени (рисунок 1). Обычно построение таких графиков производится с одинаковым масштабом значений параметров, как по оси абсцисс, так и по оси ординат.

Единичный наклон начальной части КВД проявляется вследствие влияния емкости ствола скважины (угол наклона –  $45^\circ$ ) – кривая 1. Следующий горизонтальный участок на графике производной давления (кривая 2) характеризует раннее радиальное течение. Затем наступает ранний линейный период течения (кривая 3), который характеризуется наклоном на кривой производной давления, равным половине единичного наклона. Поздний период линейного течения (кривая 5) также имеет наклон кривой производной давления, равный половине единичного наклона и также проявляется на графике производной давления. Кривая 4 также отражает радиальный режим фильтрации.

#### Влияние ствола скважины (ВСС).

Если пренебречь притоком вблизи конца ствола скважины, то жидкость по мере удаления вначале должна будет притекать в пласт к горизонтальному стволу скважины по радиальному потоку.

Если закрытие горизонтальной скважины (ГС) не осуществляется непосредственно на забое (т. е. в пласте на поверхности фильтрации), то начальное поведение давления будет искажаться за счет ВСС, и поэтому это начальное поведение забойного давления не будет характеризовать ранний (начальный) приток. Для случая постоянного коэффициента  $C$ , учитывающего ВСС, приток жидкости в ствол скважины будет идентифицироваться по диагностическому билогарифмическому графику с уклоном, равным единице (аналогично, как для вертикальной скважины). Коэффициент скважины  $C$  рассчитывается на погонную единицу длины (удельного объема на единицу длины ствола скважины). Более реальное значение  $C$  можно получить по данным точек прямолинейного графика с единичным уклоном в диагностических билогарифмических координатах. Несмотря на то, что значение  $C$  для горизонтальной скважины может быть значительно больше, чем для вертикальной скважины в том же пласте, время обычно бывает не столь большим из-за высокого значения  $C$  за счет влияния длины продуктивного ствола ГС.

Следующий режим течения – ранний (начальный) период притока. На диагностическом билогарифмическом графике характеристикой совершенного (или эллиптического) раннего периода притока является постоянство производной давления  $P'$  – уклон графика равен нулю. График  $[\lg t, P_c(t)]$  имеет прямолинейный участок с уклоном.

ГС могут также проявлять полурадиальное течение (или псевдорadiaльное), когда производная давления  $P'$  на диагностическом графике остается величиной постоянной. Полурадиальное течение может проявляться под влиянием одной непроницаемой границы-кровли или подошвы пласта. В этом случае происходит изменение (удвоение) уклона прямолинейного графика в полулогарифмических координатах и производная давления  $P'$  будет выражаться прямолинейным горизонтальным графиком в диагностических билогарифмических координатах с удвоенным значением уклона раннего периода притока.

Дальнейшее падение давления приводит к проявлению линейного течения притока. Линии тока становятся параллельными непроницаемым кровле и подошве пласта и перпендикулярными к направлению ствола скважины. Как ранее было показано, признаком линейного течения притока является уклон, равный 0,5 для прямолинейных графиков.

Если ширина области дренажа в горизонтальном плане станет больше, чем  $L_c$ , скважина войдет в период псевдорadiaльного течения притока. На большом расстоянии от скважины линии течения (траектории) будут горизонтальными и направлены к стволу скважины. Эта ситуация похожа на поздний период поведения ВСС с вертикальной трещиной. График логарифмической производной давления  $P'$  на диагностическом билогарифмическом графике снова представится горизонтальной линией (сама производная будет постоянной). [1] ►

Номер скважины	Интервалы, работающие газом, м					Неработающие интервалы, м
	Интенсивно	Умеренно	Относительно слабо	Слабо	Крайне слабо	
911	111	24	172	78	48	
912	121	118	54	95	16	146
921	22	75	25	341		13
922	36	11	52	399		15
931	17	59	127	39	89	183
932	34	69		344		

Таб. 2. Ярейская площадь. Сводная характеристика интервалов в скважинах

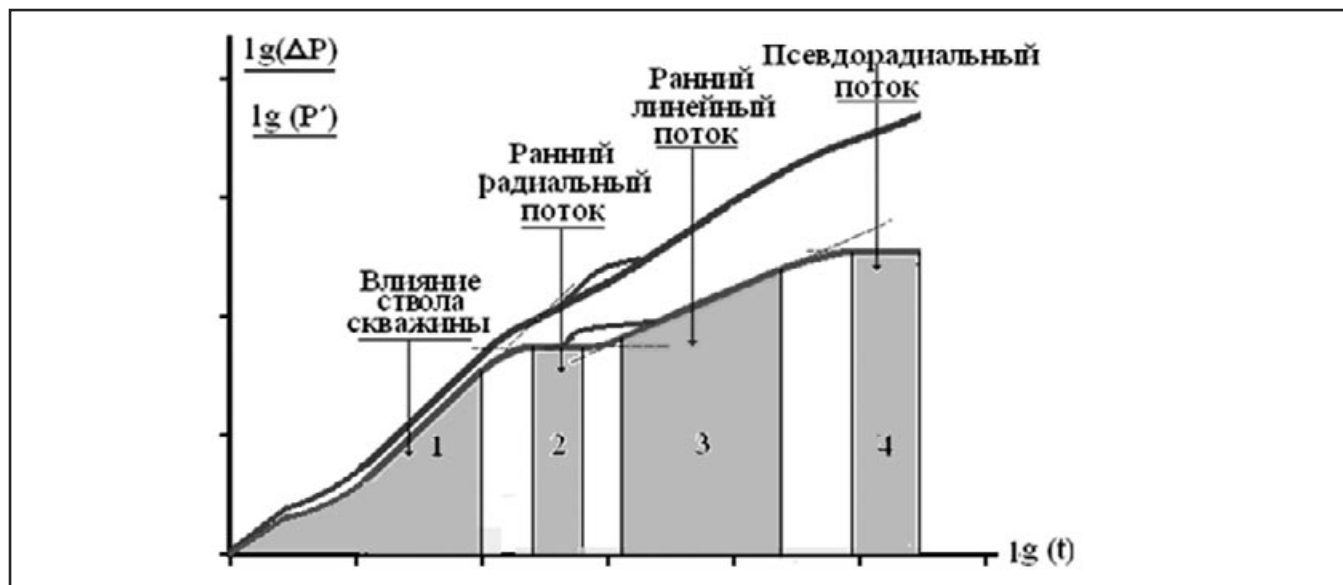


Рис. 1 Диагностический график для определения режимов течения на отдельных этапах замеров

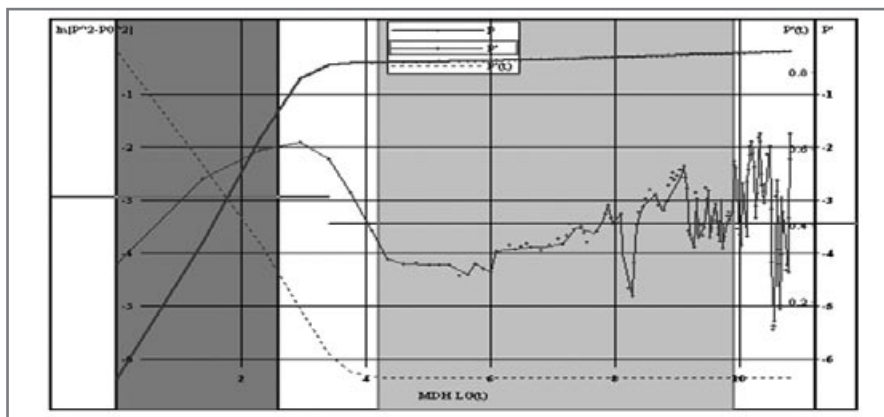


Рис. 2 Обработка данных КВД скважины 921 в координатах log-log  
 - Скважина 921, субгоризонтальная. - Интервал исследований: 8-1774,0 м.  
 - Дата исследований: 30.09-02.10.2011 г.  
 Однородный пласт. Пластовое давление, рассчитанное на стабильном участке данных КВД для глубины 1315 м, составляет 88.710 ата.

Параметр:	Значение:	Ед. изм.:
Рассчитанное пластовое давление	8.768	МПа
Гидропроводность	398053	Дсм/ сПз
Пьезопроводность	2188	см <sup>2</sup> /с
Приведенный радиус скважины	0.471	м
Интегральный скин-фактор	-0.84	
Проницаемость в горизонтальной плоскости	0.239	Д
Ближняя верт. граница паралл. оси	29.2	м
Дальняя верт. граница паралл. оси	451.2	м
Условная фактическая продуктивность по газу	1265	тыс н м <sup>3</sup> /сут ата
Условная потенциальная продуктивность по газу	2246	тыс н м <sup>3</sup> /сут ата
Кoeffициент несовершенства вскрытия	1.42	
Потери давления за счет скин-фактора	-0.1	ата

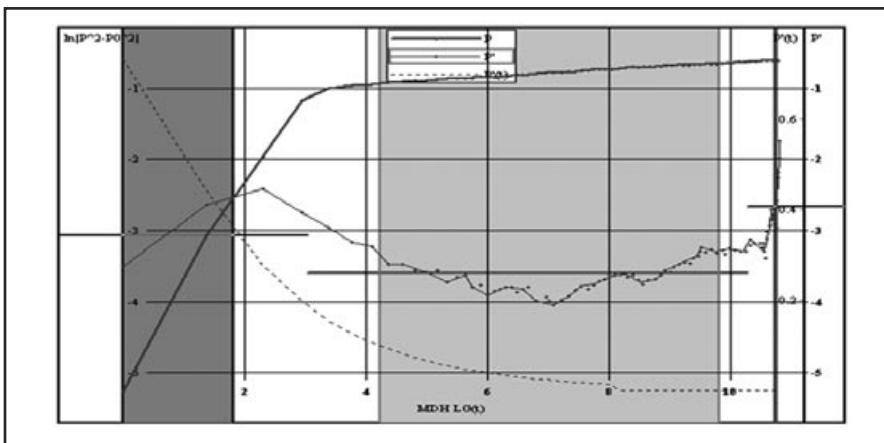


Рис. 3 Обработка данных КВД скважины 922 в координатах log-log  
 - Скважина 922, субгоризонтальная. - Интервал исследований: 0-1695,0 м  
 - Дата исследований: 09-11.10.2011 г.  
 Однородный пласт, Пластовое давление, рассчитанное на стабильном участке данных КВД для глубины 1315 м, составляет 88,807 ата.

Параметр:	Значение:	Ед. изм.:
Рассчитанное пластовое давление	8.7777	МПа
Гидропроводность	561708	Дсм/ сПз
Пьезопроводность	3427	см <sup>2</sup> /с
Приведенный радиус скважины	0.693	м
Интегральный скин-фактор	-1.89	
Проницаемость в горизонтальной плоскости	0.314	Д
Ближняя верт. граница паралл. оси	13.9	м
Дальняя верт. граница паралл. оси	504.2	м
Условная фактическая продуктивность по газу	2017	тыс н м <sup>3</sup> /сут ата
Условная потенциальная продуктивность по газу	3196	тыс н м <sup>3</sup> /сут ата
Кoeffициент несовершенства вскрытия	1.43	
Потери давления за счет скин-фактора	-0.1	ата

При выполнении испытаний фактически все рассмотренные режимы совместно проявляются крайне редко.

Диаграммы давления, полученные при обработке данных, представленных организацией ПФ «Севергазгеофизика», КВД будут иметь более сложный вид, так как на них откладывает отпечаток продолжающиеся процессы фильтрации, связанные с предшествующими режимами течений во время притока и влияние соседних скважин.

Например, при контроле за линейным потоком во время закрытия скважины не всегда продолжающееся течение от пуска скважины также еще происходит при линейном режиме. Лучше всего фиксировать КВД после длительной отработки скважины.

При исследовании горизонтальных скважин чаще всего применяются методы с кратковременной отработкой скважины перед остановкой для записи КВД.

По результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин (промыслово-геофизических исследований), выполненной ОАО «Газпром», ООО «Георесурс», ПФ «Севергазгеофизика», профили притока, наблюдаемые по КВД, свидетельствуют о том, что в скважинах на Ярейской площади есть участки, когда скважина работает, как вертикальная с плоско-радиальным течением. То есть этот участок с высокой активностью поступления флюидов, характерный для радиального режима течения.

Приведем пример результатов обработки двух скважин (рис. 2., рис. 3).

Анализ работы горизонтальных скважин, прошедших по куполу, и форм КВД, записанных в них, свидетельствуют о том, что скважины 912, 921, 931 работают в условиях слоистой неоднородности (на профилях притока показано наличие глинистых пропластков), а КВД имеет ступенчатый вид, каждая из которой характеризует радиальное течение. Активно работает только часть ствола (как вертикальная скважина), сток идет в одну точку с плоскопараллельным течением. Скважины 911, 922, 932 работают с более равномерным притоком по стволу, об этом свидетельствует наклон, записанных КВД на графике производных, также в характеристике работающих интервалов отражена меньшая неоднородность пропластков. Некоторые отклонения, отраженные на КВД, связаны с влиянием соседних скважин.

В целом, можно сделать вывод, что скважины работают интенсивно, это характеризует замеры высоких фильтрационно-емкостных свойств и расчет высоких проницаемостей пласта. ■

**ИСПОЛЬЗУЕМАЯ ЛИТЕРАТУРА:**

- Шагиев Р. Г. Исследования скважин по КВД. М.: Наука, 1998. 304 с.
- Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. М.: Гостоптехиздат, 1963. 369 с.
- Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Гидродинамические методы исследования скважин и пластов. М.: Недра, 1973. 246 с.
- Бузинов С. Н., Умрихин И. Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов. М.: Недра, 1984. 269 с.