РЕЗУЛЬТАТЫ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ АРДАТОВСКОГО ГОРИЗОНТА

RESULTS OF GAS DYNAMIC AND GAS CONDENSATE STUDIES OF WELLS IN CARBONATE SEDIMENTS OF THE ARDATOV HORIZON

Кааров Жоомарт Зайржанович, Инженер отдела анализа и разработки месторождений УВ, ООО «ГеоЭкоАудит» Россия, г. Тюмень

Kaarov Zh. Z. zh.kaarov@mail.ru

Аннотация

В данной статье рассматриваются результаты газодинамических и газоконденсатных исследований скважин на стационарных и нестационарных режимах фильтрации в карбонатных отложениях ардатовского горизонта на примере Кудринского газоконденсатного месторождения в Саратовской области. Газодинамические исследования проводились при работе на пяти стационарных режимах фильтрации (снятие индикаторных кривых). Коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта «a» и «b» определялись графическим методом по результатам обработки экспериментальных данных. Приведены результаты обработки КВД в программном продукте «Saphir NL». При обработке учтена история работы скважины на всех режимах.

Annotation

This article discusses the results of gas-dynamic and gas-condensate studies of wells in stationary and non-stationary filtration modes in carbonate deposits of the Ardatovsky horizon using the example of the Kudrinskoye gas condensate field in the Saratov region. Gas-dynamic studies were carried out while operating at five stationary filtration modes (recording of indicator curves). The coefficients of filtration resistance

of the formation «a» and «b» were determined by a graphical method based on the results of processing experimental data. The results of HPC processing in the software «Saphir NL» are presented. The processing took into account the history of the well operation in all modes.

Ключевые слова: скважина, газодинамические исследования, газоконденсатные исследования, кривая восстановления давления, индикаторная кривая, штуцер, забойное давление, депрессия на пласт.

Key words: well, gas dynamic studies, gas condensate studies, pressure build-up curve, indicator curve, choke, bottomhole pressure, drawdown.

Общие сведения о месторождении.

Кудринское газоконденсатное месторождение открыто в 2016 году, в промышленную разработку введено в 2019 г.

По результатам геолого-разведочных работ к настоящему моменту выявлены газоконденсатные залежи в девонских песчаных отложениях пластов D_2vb и D_2ar, нефтегазоконденсатная ардатовского горизонта D_2ar и нефтяная залежь воробьевской залежи D_2vr.

Газодинамические и газоконденсатные исследования были проведены в скважине № 3, который находился в статическом состоянии.

Методика промысловых исследований

Скважина №3 находилась в статическом состоянии, поэтому сначала были замерены величины пластового давления и температуры.

Газодинамические исследования проводились при работе на пяти стационарных режимах фильтрации. Противодавление создавалось штуцерами диаметром 6 мм, 8 мм, 10 мм, 12 мм и 10 мм. Штуцера устанавливались на блоке фонтанной арматуры.

Продукция скважины при ее работе подавалась в сепаратор, где происходило отделение газа от жидкой фазы. Жидкая фаза из сепаратора поступала в емкость, в ней замерялся дебит дегазированного конденсата объёмным методом. Газ подавался на ДИКТ (Ø шайбы 32 мм), где фиксировалось давление и температура,

а затем по известному давлению и температуре, диаметру шайбы и плотности газа производился расчет его дебита. Температура фонтанной арматуры, сепаратора и ДИКТа замерялась дистанционным электронным термометром «Райтек». Устьевое давление фиксировалось электронными манометрами «Микон-227».

Давление и температура при работе на штуцерах и в статике измерялись на глубине 2 850 м глубинным манометром-термометром «Микон-107».

После работы на режиме на штуцере 12 мм скважина была закрыта для записи КВД в течение 24 часов.

Замеренное первоначальное статическое давление равное 29,92 МПа принято пластовым давлением для расчета параметров скважины и построения индикаторных кривых.

На штуцерах 6 мм, 8 мм, 10 мм, 12 мм проведены газоконденсатные исследования при давлении сепарации Рсеп= 0,88; 1,86; 2,75; 3,43; 2,65 МПа. На всех режимах произведен отбор проб газа сепарации и нестабильного конденсата в контейнеры для проведения комплекса лабораторных исследований.

Газодинамические исследования на стационарных режимах фильтрации

Параметры работы скважины на стационарных режимах фильтрации приведены в таблице 1. При расчётах принято, что приток в пласте к стволу скважины идет в виде газообразной фазы, поэтому в таблице 2 для построения индикаторной кривой принят дебит газоконденсатной смеси.

Поскольку дебит газоконденсатной смеси состоит из суммы дебита конденсата (пересчитанного в газообразную фазу), дебита газа дегазации нестабильного конденсата в сепараторе и газа сепарации, то составляющие этой суммы приведены в таблице 1. Дебит газа дегазации рассчитывался как произведение газонасыщенности конденсата в сепараторе, определенной экспериментально, на дебит конденсата. Дебит конденсата в газообразной фазе рассчитывался исходя из его дебита в жидкой фазе молекулярной массы и плотности. Дебит газа сепарации измерялся ДИКТом.

Обработка данных производилась по двучленному уравнению притока, с учетом реальных свойств газообразной фазы в воронке депрессии:

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2}{\mu_{ф}^{*2} z_{ф}} = a\frac{Q}{\mu_{ср}^{*}} + b\left(\frac{Q}{\mu_{ф}^{*}}\right)^2 \quad (1)$$

Коэффициенты фильтрационного сопротивления пласта “a” и “b” определялись графическим методом в результате обработки экспериментальных данных, полученных при работе скважины на различных штуцерах. Для определения величин коэффициентов “a” и “b” уравнение притока (1) в виде параболы преобразуется в уравнение (2) прямой линии.

$$\frac{P_{пл}^2 - P_{заб}^2}{\mu_{ср}^{*} z_{ср} Q} = a + b\frac{Q}{\mu_{ср}^{*}} \quad (2)$$

Коэффициент фильтрационного сопротивления «a» (вязкостная составляющая фильтрационного сопротивления) определяется как отрезок, отсекаемый на вертикальной оси координат (Рисунок 1). Коэффициент фильтрационного сопротивления «b» (инерционная составляющая фильтрационного сопротивления) определяется как тангенс наклона прямой. При обработке индикаторной кривой получены величины коэффициентов фильтрационного сопротивления пласта:

a = 0,139 МПа 2·сут/тыс. м^3, b = 0,00073 [МПа*сут / тыс. м^3]^2.

С использованием величины коэффициента «a», рассчитаны величины параметров призабойной зоны пласта по формуле (3):

$$\text{с}\ \frac{kh}{\mu} = \frac{122 \cdot T_{пл} z_{ср} \ln\left(\frac{r_к}{r_c} + C_1 + C_2\right)}{a} \quad (3)$$

Величины вязкости газа (μ) и коэффициента сверхсжимаемости (Zср) рассчитывались по зависимостям этих параметров от средних величин приведенного давления и температуры в воронке депрессии. Радиус скважины принят равным радиусу долота rc = 107,95 мм.

В результате расчета получены величины параметров призабойной зоны пласта:

- гидропроводность (kh/μ) = 20629,08 . 10 –15 м^3/мПа .с;

- проводимость (kh) = 480,66 . 10^{-3}мкм^2 м;
- проницаемость (k) = 15,51 .10^{-3}мкм^2.

Работающая толщина пласта принята равной h = 31 м (суммарная эффективная толщина коллекторов в интервале перфорации), вязкость и коэффициент сверхсжимаемости в воронке депрессии равны: μср = 0,0233 мПа.с, Zср = 0,9205. Радиус контура rк = 183 м – принят по данным КВД.

Величина абсолютно свободного дебита газа, равна дебиту скважины при Рзаб = 0,1 МПа, Qас = 1016,35 тыс.м3/сут (рассчитана по формуле 1).

Таблица 1 Параметры работы скважины № 3 Кудринского месторождения на стационарных режимах 18 – 21 января 2017 г.

Диаметр штуцера	Давление					Дебит						Содерж. газа в нестаб. конд.	Удел. выход дегаз. конд.
	буф.	затр.	заб.	ΔР	сепа-ра-ции	газа сепа-рации, Qг.сеп	конден сата дегаз.	воды	газа дега-зации, Qг.д.	конд. в газообр. фазе, Qк.г.	газо-конд. смеси, Qсм.		
	МПа					м^3/сут.						м^3/ м^3	см^3/м^3
6	22,75	22,95	29,31	0,61	0,88	110632	14,00	-	144	2287	113064	10,3	126,5
8	21,67	22,36	28,56	1,37	1,86	202408	26,42	-	1107	4316	207831	41,9	130,5
10	20,20	21,67	27,63	2,30	2,75	288246	37,38	-	2299	6107	296652	61,5	129,7
12	17,95	20,79	26,40	3,52	3,43	386450	42,38	-	3280	6924	396654	77,4	109,7
10	19,91	21,38	27,27	2,65	2,65	291771	37,82	-	2303	6179	300253	60,9	129,6
Статика	22,65	22,64	29,92	Тпл= 84,0 ^{0}С (357,0К)									

Таблица 2 Величины параметров для построения индикаторных зависимостей по скважине № 3 Кудринского месторождения. Исследования проводились 18 – 21 января 2017 г.

Диаметр штуцера	Давление						Qсм	Zср	μ*ср	Zср· μ*ср	Qсм / μ*ср	P^2пл- P^2заб / μ*^{2}ср Zср	P^2пл - P^2заб / μ*ср Zср Qсм
	буф.	затр.	заб.	ΔР	Рзаб.^{2}	Рпл^2- Рзаб.^{2}							
	МПа						т.м^3/сут						
6	22,75	22,95	29,31	0,61	859	36	113,064	0,9279	1,90	1,76	59,51	10,79	0,181
8	21,67	22,36	28,56	1,37	816	80	207,831	0,9241	1,89	1,75	109,96	24,09	0,219
10	20,20	21,67	27,63	2,30	763	132	296,652	0,9196	1,88	1,73	157,79	40,55	0,257
12	17,95	20,79	26,40	3,52	697	198	396,654	0,9134	1,86	1,70	213,25	62,74	0,294
10	19,91	21,38	27,27	2,65	744	152	300,253	0,9174	1,88	1,72	159,71	46,74	0,293
Статика	22,65	22,64	29,92	Тпл= 84,0 ^{0}С (357,0К)									

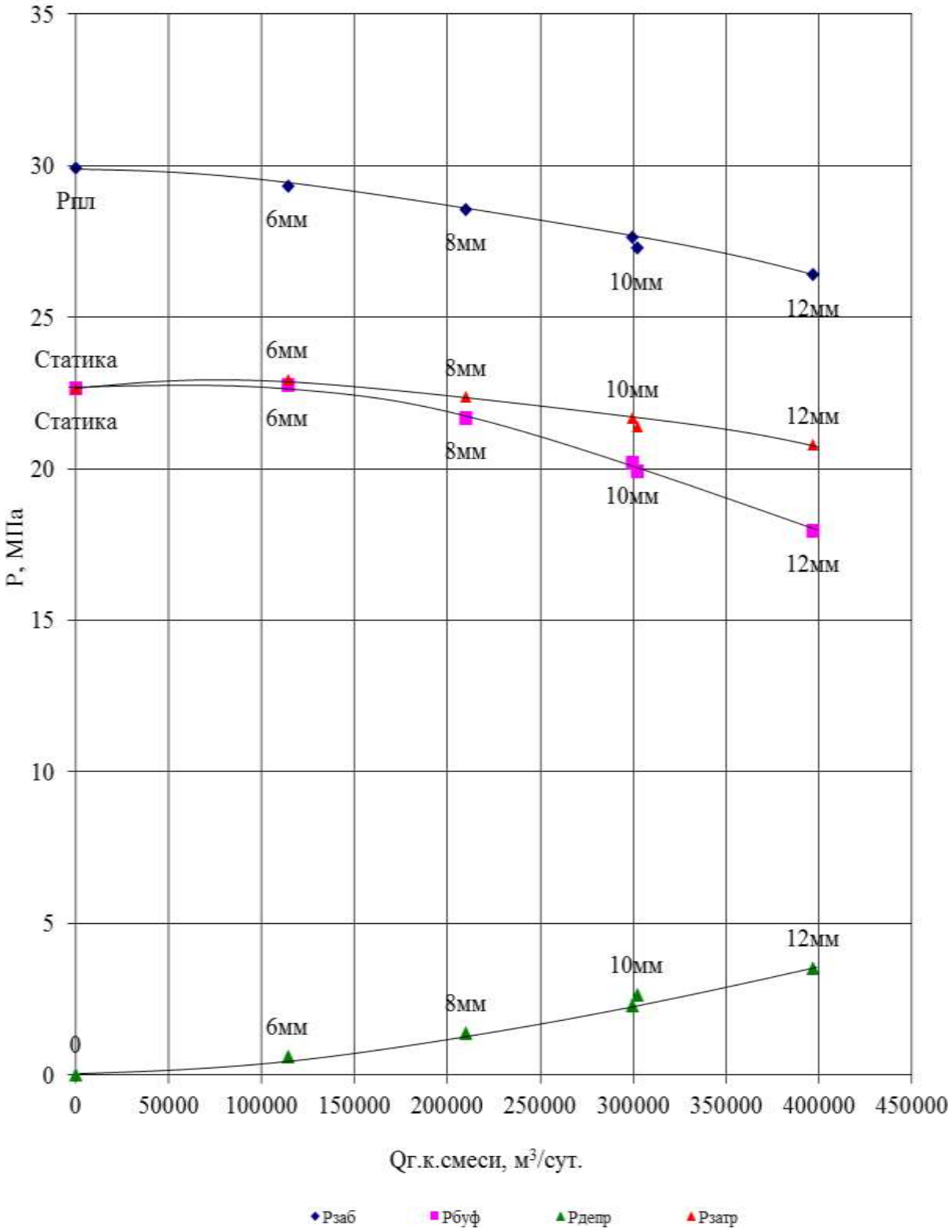

Рисунок 1 Зависимость давления на забое скважины, в трубном и затрубном пространстве и депрессии на пласт от дебита газоконденсатной смеси по скважине №3 Кудринского месторождения

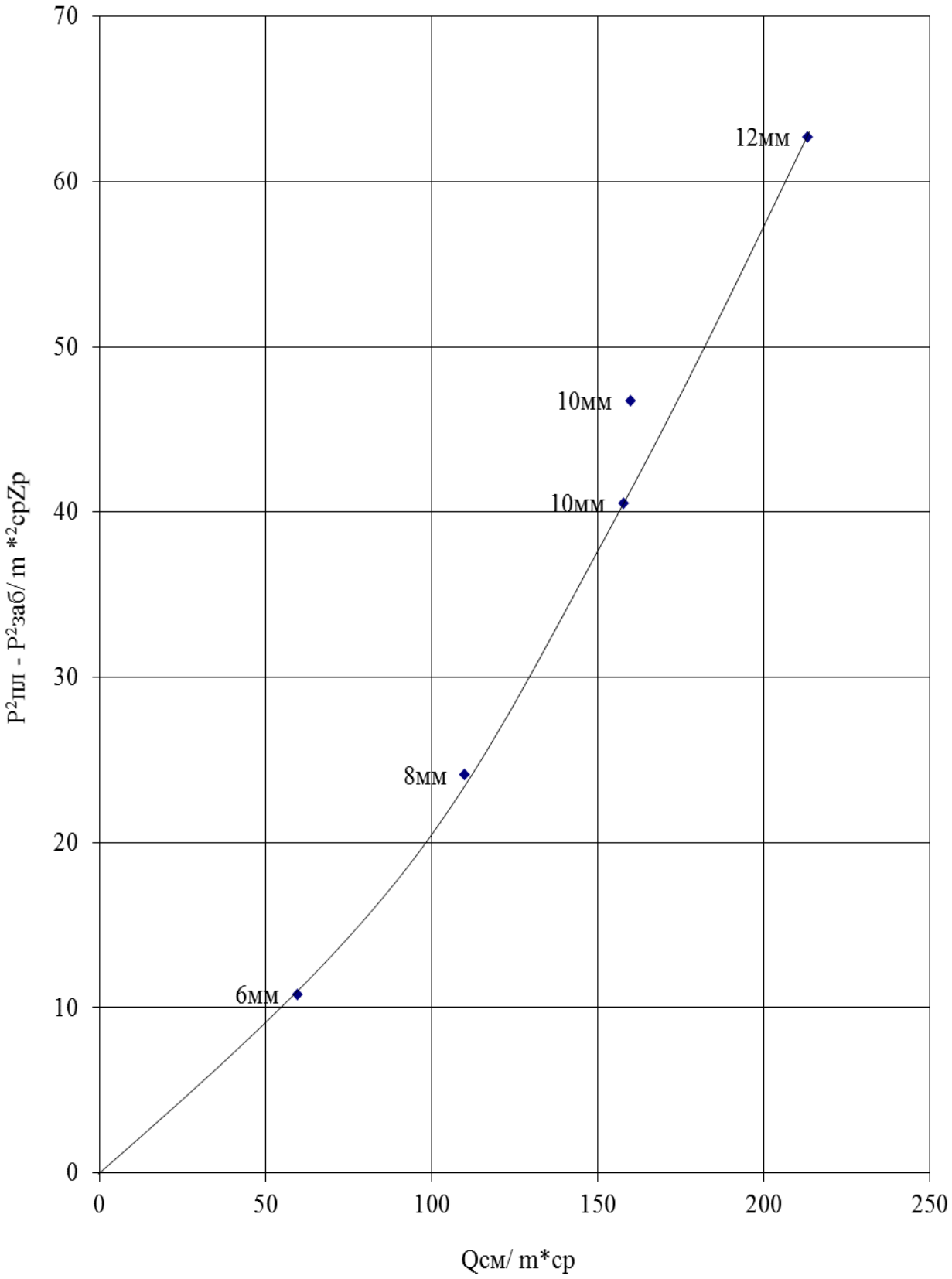

Рисунок 2 Индикаторная диаграмма по скважине №3 Кудринского месторождения

Газодинамические исследования на нестационарных режимах фильтрации

После отработки на четырех режимах прямого хода и проведения газоконденсатных исследований скважину закрыли для регистрации кривой восстановления давления (КВД) на глубине 2 850 м, после чего провели еще один режим исследований.

Обработка КВД проведена в программном продукте «Saphir NL». При обработке учтена история работы скважины на всех режимах (Рис.8). Выполнена интерпретация – обработка КВД (Рисунки 3, 4), при этом принята радиально-гомогенная модель пласта. Интерпретация проведена методом нелинейной регрессии с учетом переменного скин-фактора, зависящего от дебита газа (Д – фактор).

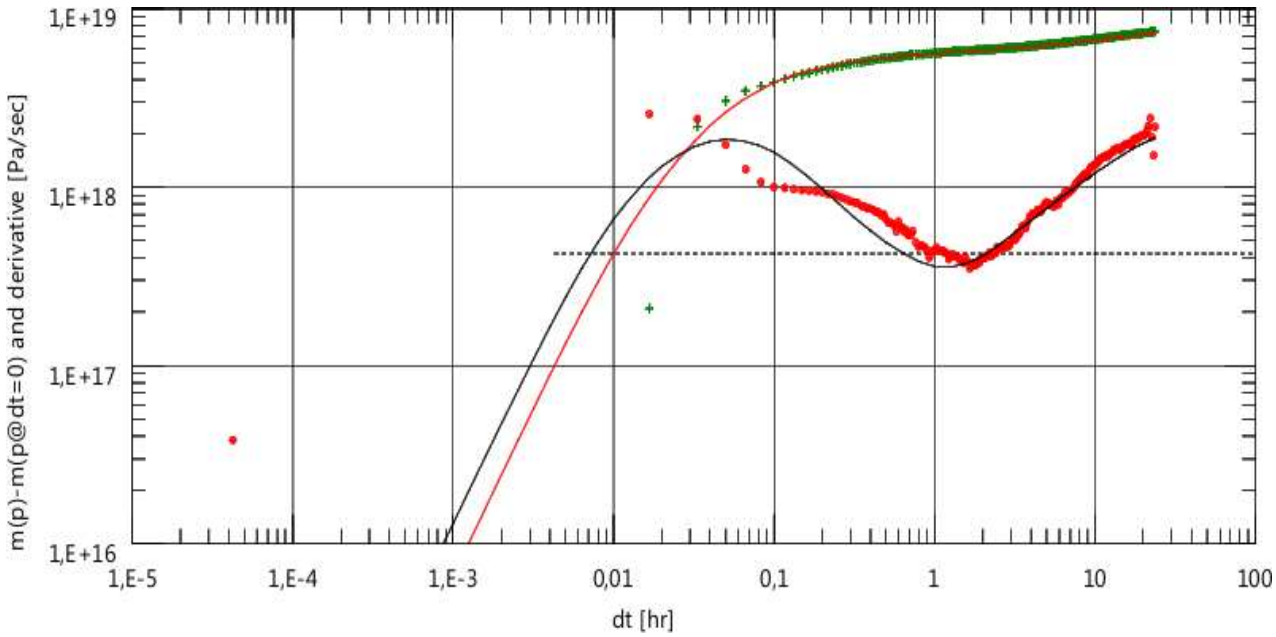

Рисунок 3 Диагностический график: m(p)-m(p@dt=0) и производная (m^2/ср) в зависимости от dt (час)

Исследования на установке PVT .Построение пластовых изотерм дифференциальной конденсации.

При работе скважины на штуцере 8 мм из сепаратора были отобраны пробы нестабильного конденсата и газа сепарации при давлении и температуре сепарации (Рсеп.= 1,86 МПа, Тсеп.= -41 0С). Дебит газа и дегазированного конденсата скважины при этом были равны: Qг = 202,408 тыс. м^3; Qдег.к=26,42 м^3/сут.

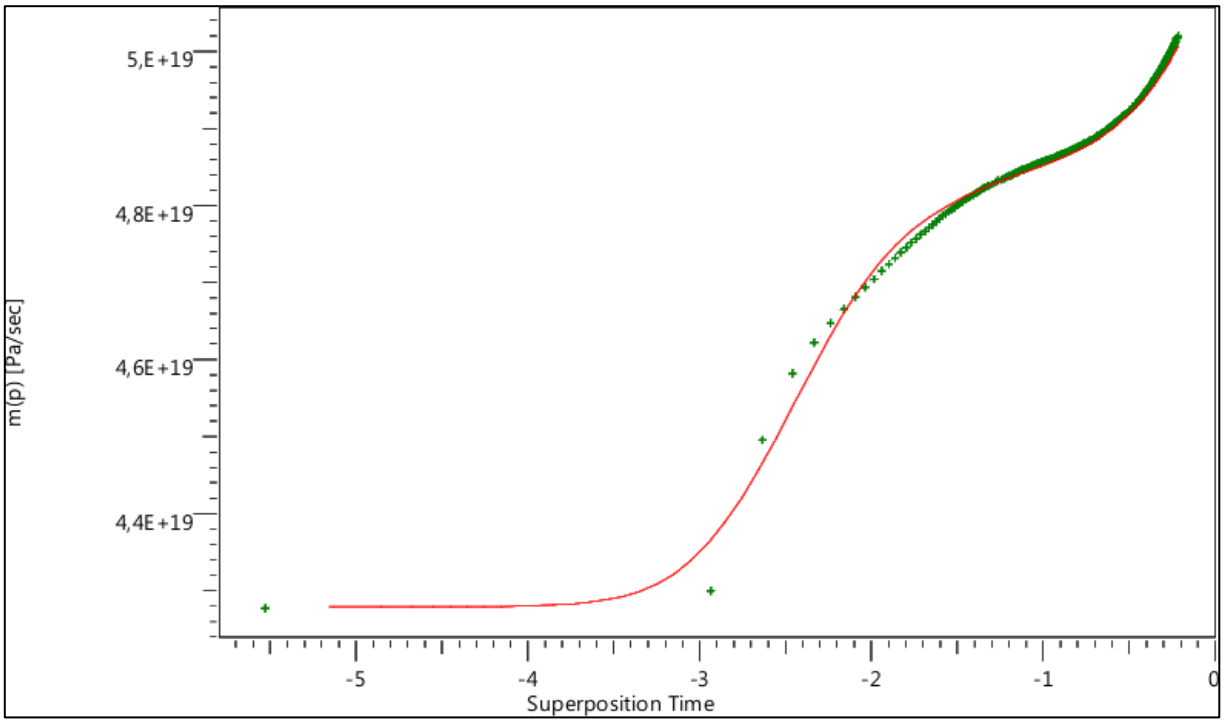

Рисунок 4 Диагностический график: m(p) в зависимости от dt (час)

Проведенные промысловые и лабораторные исследования, позволили определить состав пластовой смеси и потенциальное содержание углеводородов С5+= 109,97 г/м^3 пластового газа, являющихся при нормальных условиях жидкостью (температура +20 0С, давление 760 мм. рт. столба).

Затем было проведено экспериментальное определение пластовых потерь конденсата. Для этого проведена рекомбинация пластовой смеси на установке УКГ- 4 в соответствии с количеством конденсата, полученным в промысловых условиях (130,5 см3 дегазированного конденсата на 1м^3 газа сепарации). Пластовые условия принятые для проведения PVT получены при газогидродинамических исследованиях в конце 2020 года. Рпл.=29,92 МПа; Тпл.=84,0 ^{o}С.

На основании полученных результатов дифференциальной конденсации пластовой смеси, построена кривая дифференциальной конденсации пластовой газоконденсатной смеси (Рисунок 5).

Согласно кривой дифференциальной конденсации пластовой газоконденсатной смеси, представленной на рис.5, давление начала конденсации равно 29,75 МПа, давление максимальной конденсации равно 12,35 МПа, при этом из каждого кубического метра пластового газа выпадает 58,5 см^3 конденсата в

пластовых условиях. Дальнейшее снижение давления приводит к испарению части выпавшего в установке конденсата и при давлении 0,1 МПа из каждого кубического метра пластового газа выпало 39,6 $см^3$ конденсата при пластовой температуре +84,0 ºС. После приведения объема выпавшего конденсата к температуре +20 ºС, количество выпавшего конденсата составило V=39,6-(84,0-20). 0,8.10-3.39,6= 37,6 $см^3/м^3$.

Величина коэффициента извлечения конденсата из залежи рассчитанная на основе кривой дифференциальный конденсации, при эксплуатации на истощение равна: - 0,681 при снижении пластового давления до 0,1 МПа.

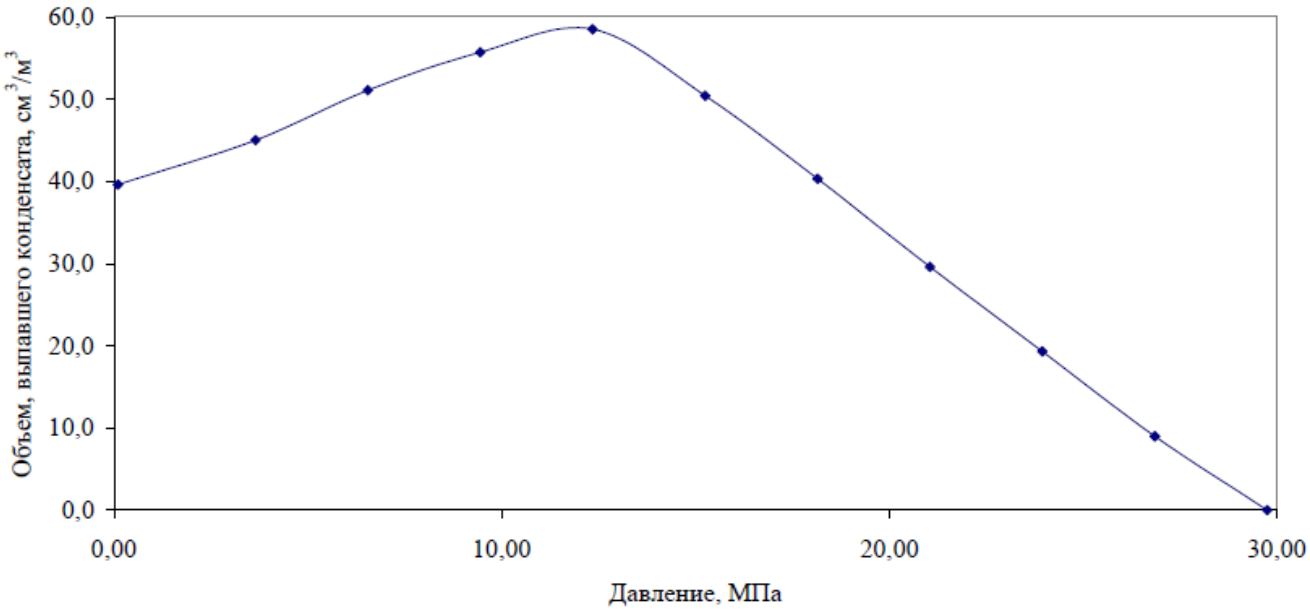

Рисунок 5 Дифференциальная конденсация пластового газа из скважины №3 Кудринского месторождения

Список литературы

1. Скира И.Л., Черных В.А. Первый опыт газодинамических исследований горизонтальных скважин при стационарных режимах фильтрации на ямбургском газоконденсатном месторождении // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1997, №9. - С.33-37.
2. Бузинов С.Н., Плотицын А.С. Оптимизация числа скважин, объема буферного газа и мощности компрессорной станции на подземном газохранилище // Проблемы подземного хранения газа в СССР. Сборник научных трудов. -М.: ВНИИГАЗ, 1983, с. 7 14.

3. Коротаев Ю.П., Умрихин Н.Б. Разработка методов оптимизации размещения эксплуатационных скважин // Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. Реф. сб. М.: ВНИИЭГазпром, 1975, № 9, с. 32 - 35.
4. Исследование горизонтальных скважин на нестационарных режимах / С.Н. Бузинов, А.В Григорьев, В.С. Славицкий, А.М. Черненко // Тр. ВНИИгаза: Проблемы математического моделирования процессов газодобычи. М.: ВНИИгаз, 1998. - С. 39-49.
5. Перепеличенко В.Ф., Седов В.Т., Елфимов В.В. Метод обработки результатов стационарных исследований скважин АГКМ // Газовая промышленность. 2000, №1. - С. 19-20.
6. Черных В.А., Славицкий В.С. Стационарные газодинамические исследования горизонтальных скважин // Газовая промышленность. -1997, №12.-С. 62.

Bibliography

1. Skira I.L., Chernykh V.A. The first experience of gas-dynamic studies of horizontal wells at stationary filtration modes at the Yamburg gas condensate field // Geology, geophysics and oil field development. 1997, no. 9. - S.33-37.
2. Buzinov S.N., Plotitsyn A.S. Optimization of the number of wells, the volume of cushion gas and the capacity of the compressor station at the underground gas storage // Problems of underground gas storage in the USSR. Collection of scientific papers. -M .: VNIIGAZ, 1983, p. 7 14.
3. Korotaev Yu.P., Umrikhin NB. Development of methods for optimizing the placement of production wells // Development and operation of gas and gas condensate fields. Ref. Sat. M .: VNIIEGazprom, 1975, No. 9, p. 32 -35.
4. Research of horizontal wells in non-stationary modes / S.N. Buzinov, A.V. Grigoriev, B.C. Slavitsky, A.M. Chernenko // Tr. VNIIgaza: Problems of mathematical modeling of gas production processes. M .: VNIIgaz, 1998 .-- S. 39-49.
5. Perepelichenko V.F., Sedov V.T., Elfimov V.V. Method of processing the results of stationary studies of wells AGKM // Gas industry. 2000, no. 1. - S. 19-20.
6. Chernykh V.A., Slavitsky B.C. Stationary gas-dynamic studies of horizontal wells // Gas Industry. -1997, No. 12.-C. 62.