

**ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВРЕМЕННОЙ МЕТОДИКЕ ОЦЕНКИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ
ГАЗА И КОНДЕНСАТА
ПРИ ОТКРЫТИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ НА
РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ)
И НА ЭТАПЕ РАЗВЕДКИ**

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Разработка упрощенных методов определения технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата.....	5
1.1 Разработка методики оценки коэффициентов извлечения газа.....	5
1.2 Разработка методики оценки коэффициентов извлечения конденсата.....	22
2 Пример определения коэффициентов извлечения газа и конденсата.....	28
Заключение.....	38
Приложение А Методика расчета кривой потенциального содержания конденсата.....	39
Приложение Б Методы определения свойств пластового газа.....	43
Приложение В Принятое в методике упрощение уравнения притока.....	45
Список использованных источников.....	50

ВВЕДЕНИЕ

С введением в действие новой «Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» [1], впервые появилась возможность утверждать и ставить на Государственный баланс обоснованные величины коэффициентов извлечения газа и газового конденсата. Вместе с тем, методическая основа обоснования коэффициентов извлечения на данный момент недостаточно проработана особенно для месторождений, находящихся на стадии разведки. Согласно действующих «Временных методических рекомендаций...» [2], коэффициенты извлечения газа (КИГ) и конденсата (КИК) из месторождений, находящихся на стадии разведки должны утверждаться на основе экспертных оценок, одним из упрощенных способов: эмпирическим методом, покоэффициентным методом или методом аналогий. Однако применение указанных методов для оценки технологических КИГ и КИК для разведываемых и открываемых месторождений на сегодняшний день затруднительно. Аналогичная ситуация возникает и при оценке технологических КИГ и КИК при открытии новых залежей на разрабатываемых месторождениях. С целью повышения достоверности и унификации подходов к оценке технологических коэффициентов извлечения газа и газового конденсата разработана «Временная методика оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата при открытии месторождений (залежей на разрабатываемых месторождениях) и на этапе разведки».

В 2017 г. ООО «Газпром геологоразведка» представляло на Экспертно-технический совет Федерального бюджетного учреждения «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» (ЭТС ФБУ «ГКЗ») «Методические рекомендации по оценке технологических КИГ и КИК для разведываемых газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений», разработанные ООО «ТюменНИИгипрогаз», в ходе рассмотрения которых секция углеводородного сырья ЭТС ФБУ «ГКЗ» постановила о нецелесообразности применения методики в текущем варианте, вследствие невозможности проверки достоверности оценки КИГ и КИК экспертами по причине трудоемких вычислений. Секцией, также рекомендовано на основе представленной методики разработать упрощенный вариант определения технологических КИГ и КИК в виде графиков и/или таблиц с учетом изменения следующих положений в исходной методике:

- пренебрежением влияния объектов промышленного обустройства на технологические КИГ и КИК;

– принятием фиксированного конечное давление на устье скважин (газовые залежи – 0,4 МПа, газоконденсатные залежи – 0,9 МПа, морские (шельфовые) месторождения – 2,0 МПа);

– определение технологических КИГ и КИК выполнять для вертикальных и горизонтальных скважин (с длиной ствола 500 м).

Таким образом, представленные в пояснительной записке результаты являются продолжением работы по разработке методики определения технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата, результаты которой должны лечь в основу создания «Временной методики оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата при открытии месторождений (залежей на разрабатываемых месторождениях) и на этапе разведки».

В пояснительной записке приведено упрощение процедуры определения технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата, предложенной в «Методических рекомендациях по оценке технологических КИГ и КИК для разведываемых газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений», в соответствии с постановляющей частью протокола заседания секции углеводородного сырья ЭТС ФБУ «ГКЗ» от 11.12.2017 [3].

Представленная «Временная методика оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата при открытии месторождений (залежей на разрабатываемых месторождениях) и на этапе разведки» разработана авторским коллективом ООО «Газпром геологоразведка» в составе: канд. геол.-минер. наук А.В. Ершов, Р.Ф. Шарафутдинов, С.Г. Солдатов, В.П. Тюрин, Д.Г. Фатеев, И.Ю. Левинский, А.С. Гушинец, Е.Ф. Лычева, А.А. Ключин.

1 РАЗРАБОТКА УПРОЩЕННЫХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

1.1 Разработка методики оценки коэффициентов извлечения газа

Основываясь на результат рассмотрения «Методических рекомендаций по оценке технологических КИГ и КИК для разведываемых газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений» на ЭТС ФБУ «ГКЗ», первым этапом упрощения подходов к определению технологических КИГ является учет следующих положений постановляющей части протокола [3]:

- Исклчением из расчета влияния объектов промышленного обустройства на технологические КИГ и КИК;
- Принятием фиксированного конечное давление на устье скважин (газовые залежи – 0,4 МПа, газоконденсатные залежи – 0,9 МПа, морские (шельфовые) месторождения – 2,0 МПа).

Исключение из методики расчета влияния объектов промышленного обустройства позволяет отказаться от итерационной схемы расчёта, используемой в методике, представленной на ЭТС ФБУ «ГКЗ». Исключение и/или замена параметров, оказывающих слабое влияние на результаты вычислений, позволяют свести определение основных показателей методики к упрощенному графоаналитическому и/или табличному виду. В общем виде упрощённая блок-схема определения технологических КИГ представлена на рисунке 1.1.

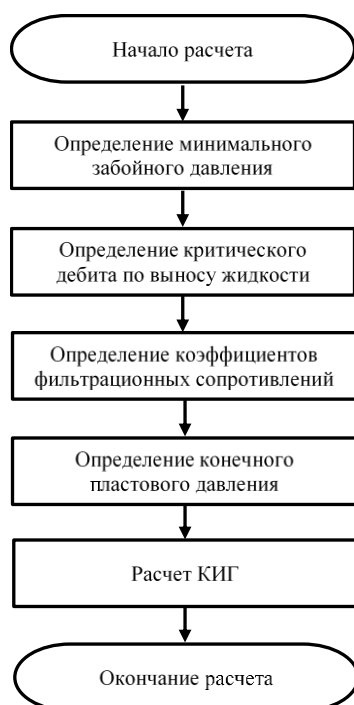


Рисунок 1.1 – Блок-схема расчёта конечных коэффициентов извлечения газа

Этап 1 – Определение минимального забойного давления

В исходной Методике расчёт давления на забое скважин предлагалось выполнять согласно Р Газпром 086-2010 [4] при внутреннем диаметре лифтовой колонны равным 62 мм, а свойства газа определялись по ГОСТ 30319.1-2015 [5], ГОСТ 30319.2-2015 [6], ГОСТ 30319.3-2015 [7]. Стоит отметить, что на заключительной стадии разработки, когда дебит скважины соответствует критическому дебиту величина конечного забойного давления P_3 , определенного по формуле (1), в большей степени зависит от гидростатической составляющей, в то время как величина потерь давления от трения, описываемая правой частью уравнения, будет стремиться к незначительно малым величинам, позволяющим пренебречь ее влиянием и тем самым упростив уравнение (1).

$$P_3 = \left(P_y^2 e^{2s} + \frac{9914,3 \cdot \lambda Z_{cp}^2 T_{cp}^2 Q_g^2 (e^{2s} - 1)}{d_{вн}^5} \right)^{0,5}, \quad (1)$$

$$s = \frac{0,03419 \rho_{отн} L}{Z_{cp} T_{cp}}, \quad (2)$$

где

P_y - устьевое давление, Па;

λ - безразмерный коэффициент гидравлического сопротивления;

Z_{cp} - коэффициент сверхсжимаемости газа для средних по НКТ давлений и температуры, бр;

T_{cp} - средняя по НКТ абсолютная температура, К;

Q_g - дебит газа при нормальных условиях, м³/с;

$d_{вн}$ - внутренний диаметр НКТ, м;

$\rho_{отн}$ - относительная по воздуху плотность газа, бр;

L - глубина спуска НКТ, м.

Оценка пренебрегаемых величин потерь давления на трение, описываемые правой частью уравнения (1) на примере скважин вертикальной конструкции различной протяженности представлена на рисунке 1.2. Условия расчёта определялись исходя из определенных ниже значений критических дебитов при соответствующих значениях забойных и устьевых давлений.

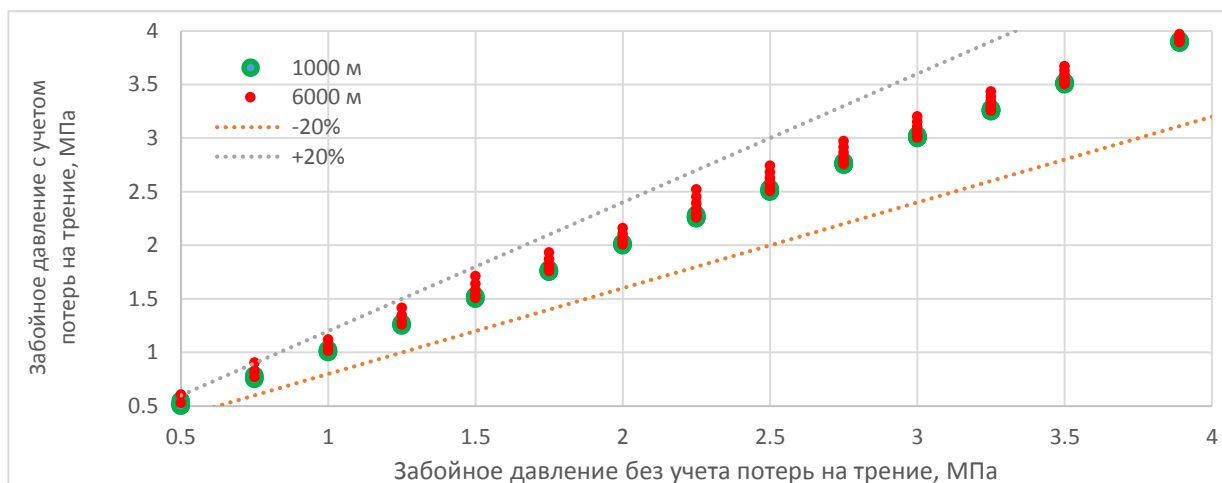


Рисунок 1.2 - Оценка величины потерь давления на трение

Согласно представленному рисунку 1.2, в рассматриваемых условиях отличия в получаемых абсолютных значениях забойного давления не существенны, а при высоких значениях начального пластового давления оказывают минимальное влияние на конечный результат (см. рисунки 1.12-1.14).

Для упрощения расчета определения конечного забойного давления, так же предлагается усреднить свойства газа для различных термобарических условий (Приложение А) и учитывать их с помощью корреляционного коэффициента K_1 , определяемого из таблицы 1.1.

Значение коэффициента K_1 определено согласно формуле (3)

$$K_1 = \frac{0.03419 \cdot \rho_{\text{отн}}}{Z_{\text{ср}}} = \frac{T_{\text{ср}}}{L} \ln \frac{P_3}{P_y} \quad (3)$$

$$T_{\text{ср}} = \frac{T_y + T_{\text{пл}}}{2} \quad (4)$$

При этом, в проводимых расчётах устьевая температура принимается постоянной и равна температуре в стандартных условиях - 293 °K, а числовой коэффициент 0,03419 °K/м определен при следующих условиях (Р Газпром 086-2010) [4]:

$$Z_{\text{ст}}=1, T_{\text{ст}}=293,15 \text{ } ^\circ\text{K}, g=9.80665 \text{ м/с}^2, \rho_{\text{возд}}=1.205 \text{ кг/м}^3, P_{\text{ст}}=1.01325 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Исходя из выше описанных упрощений, значение конечного забойного давления можно определить из формулы (5) или таблиц 1.2-1.4:

$$P_3 = P_y e^{\frac{2 \cdot K_1 \cdot L}{T_{\text{пл}} + 293}} \quad (5)$$

где

$T_{\text{пл}}$ - пластовая температура, К.

Таблица 1.1 – Обоснование коэффициента K_1

№	$t_{пл},$ $^{\circ}C$	$L, м$	$P_y,$ МПа	Рз при ПС ₅₊ , МПа					K ₁ при ПС ₅₊ , бр					Среднее значение
				0, г/м ³	100, г/м ³	200, г/м ³	300, г/м ³	400, г/м ³	0, г/м ³	100, г/м ³	200, г/м ³	300, г/м ³	400, г/м ³	
1	20	1000	0.4	0.487	0.491	0.495	0.497	0.498	0.057401	-	-	-	-	0.057355
2	160	1000	0.4	0.470	0.474	0.476	0.478	0.479	0.058663	-	-	-	-	
3	20	2000	0.4	0.591	0.603	0.612	0.617	0.620	0.057259	-	-	-	-	
4	160	2000	0.4	0.552	0.561	0.567	0.571	0.573	0.058518	-	-	-	-	
5	20	3000	0.4	0.717	0.739	0.755	0.765	0.770	0.056997	-	-	-	-	
6	160	3000	0.4	0.647	0.663	0.674	0.681	0.684	0.058274	-	-	-	-	
7	20	4000	0.4	0.867	0.904	0.931	0.955	0.965	0.056640	-	-	-	-	
8	160	4000	0.4	0.757	0.782	0.800	0.811	0.817	0.057943	-	-	-	-	
9	20	5000	0.4	1.044	1.102	1.144	1.172	1.185	0.056208	-	-	-	-	
10	160	5000	0.4	0.884	0.921	0.951	0.970	0.979	0.057542	-	-	-	-	
11	20	6000	0.4	1.253	1.339	1.403	1.445	1.465	0.055747	-	-	-	-	
12	160	6000	0.4	1.027	1.081	1.119	1.143	1.155	0.057071	-	-	-	-	
13	20	1000	0.9	1.020	1.029	1.036	1.040	1.041	-	0.039245	0.041100	0.042246	0.042762	0.041638
14	160	1000	0.9	0.996	1.004	1.009	1.012	1.013	-	0.039613	0.041442	0.042571	0.043084	
15	20	2000	0.9	1.156	1.177	1.192	1.201	1.205	-	0.039275	0.041106	0.042228	0.042719	
16	160	2000	0.9	1.103	1.119	1.131	1.138	1.141	-	0.039603	0.041412	0.042524	0.043020	
17	20	3000	0.9	1.311	1.347	1.373	1.389	1.396	-	0.039373	0.041220	0.042349	0.042838	
18	160	3000	0.9	1.222	1.249	1.268	1.279	1.285	-	0.039632	0.041448	0.042560	0.043055	
19	20	4000	0.9	1.487	1.543	1.583	1.608	1.618	-	0.039491	0.041357	0.042496	0.042982	
20	160	4000	0.9	1.353	1.393	1.422	1.439	1.447	-	0.039669	0.041491	0.042607	0.043101	
21	20	5000	0.9	1.689	1.770	1.828	1.864	1.879	-	0.039629	0.041518	0.042665	0.043147	
22	160	5000	0.9	1.499	1.555	1.595	1.620	1.631	-	0.039711	0.041543	0.042663	0.043154	
23	20	6000	0.9	1.920	2.033	2.114	2.165	2.186	-	0.039786	0.041700	0.042855	0.043328	
24	160	6000	0.9	1.661	1.736	1.790	1.824	1.838	-	0.039759	0.041602	0.042725	0.043214	
25	20	1000	2	2.196	2.213	2.224	2.231	2.233	0.027366	0.029609	0.031146	0.032032	0.032318	0.030604
26	160	1000	2	2.156	2.170	2.180	2.185	2.187	0.027313	0.029621	0.031200	0.032127	0.032459	
27	20	2000	2	2.412	2.449	2.474	2.489	2.494	0.027423	0.029660	0.031188	0.032062	0.032334	
28	160	2000	2	2.325	2.355	2.375	2.387	2.391	0.027327	0.029626	0.031196	0.032113	0.032435	
29	20	3000	2	2.650	2.712	2.754	2.779	2.786	0.027496	0.029728	0.031247	0.032110	0.032366	
30	160	3000	2	2.507	2.555	2.588	2.608	2.614	0.027347	0.029639	0.031199	0.032106	0.032419	
31	20	4000	2	2.915	3.005	3.067	3.103	3.113	0.027585	0.029814	0.031326	0.032176	0.032413	
32	160	4000	2	2.704	2.773	2.821	2.849	2.858	0.027375	0.029659	0.031210	0.032107	0.032408	
33	20	5000	2	3.208	3.333	3.419	3.468	3.481	0.027692	0.029920	0.031425	0.032260	0.032475	
34	160	5000	2	2.917	3.010	3.075	3.113	3.125	0.027409	0.029686	0.031228	0.032114	0.032403	
35	20	6000	2	3.535	3.700	3.816	3.882	3.898	0.027818	0.030047	0.031545	0.032383	0.032584	
36	160	6000	2	3.148	3.269	3.353	3.401	3.417	0.027450	0.029722	0.031254	0.032128	0.032402	

Таблица 1.2 – Значения конечных забойных давлений газовых и нефтегазовых залежей

Глубина, м	Р _з при пластовой температуре, МПа							
	293 К	313 К	333 К	353 К	373 К	393 К	413 К	433 К
500	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44	0,43	0,43	0,43
1000	0,49	0,48	0,48	0,48	0,48	0,47	0,47	0,47
1500	0,54	0,53	0,53	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51
2000	0,59	0,58	0,58	0,57	0,56	0,56	0,55	0,55
2500	0,65	0,64	0,63	0,62	0,62	0,61	0,60	0,59
3000	0,72	0,71	0,69	0,68	0,67	0,66	0,65	0,64
3500	0,79	0,78	0,76	0,74	0,73	0,72	0,71	0,70
4000	0,88	0,85	0,83	0,81	0,80	0,78	0,77	0,75
4500	0,97	0,94	0,91	0,89	0,87	0,85	0,83	0,81
5000	1,06	1,03	1,00	0,97	0,95	0,92	0,90	0,88
5500	1,17	1,13	1,10	1,06	1,03	1,00	0,98	0,95
6000	1,29	1,25	1,20	1,16	1,12	1,09	1,06	1,03

Таблица 1.3 – Значения конечных забойных давлений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей

Глубина, м	Р _з при пластовой температуре, МПа							
	293 К	313 К	333 К	353 К	373 К	393 К	413 К	433 К
500	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,95	0,95
1000	1,04	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,01	1,01
1500	1,11	1,11	1,10	1,09	1,09	1,08	1,07	1,07
2000	1,20	1,18	1,17	1,16	1,16	1,15	1,14	1,13
2500	1,28	1,27	1,26	1,24	1,23	1,22	1,21	1,20
3000	1,38	1,36	1,34	1,32	1,31	1,30	1,28	1,27
3500	1,48	1,46	1,43	1,41	1,39	1,38	1,36	1,34
4000	1,59	1,56	1,53	1,51	1,48	1,46	1,44	1,42
4500	1,71	1,67	1,64	1,61	1,58	1,55	1,53	1,51
5000	1,83	1,79	1,75	1,71	1,68	1,65	1,62	1,60
5500	1,97	1,92	1,87	1,83	1,79	1,75	1,72	1,69
6000	2,11	2,05	2,00	1,95	1,91	1,86	1,83	1,79

Таблица 1.4 – Значения конечных забойных давлений морских (шельфовых) месторождений

Глубина, м	Р _з при пластовой температуре, МПа							
	293 К	313 К	333 К	353 К	373 К	393 К	413 К	433 К
500	2,11	2,10	2,10	2,10	2,09	2,09	2,09	2,09
1000	2,22	2,21	2,21	2,20	2,19	2,19	2,18	2,18
1500	2,34	2,33	2,32	2,31	2,30	2,29	2,28	2,27
2000	2,46	2,45	2,43	2,42	2,40	2,39	2,38	2,37
2500	2,60	2,57	2,55	2,53	2,52	2,50	2,48	2,47
3000	2,74	2,71	2,68	2,66	2,63	2,61	2,59	2,58
3500	2,88	2,85	2,82	2,79	2,76	2,73	2,71	2,69
4000	3,04	3,00	2,96	2,92	2,89	2,86	2,83	2,80
4500	3,20	3,15	3,11	3,06	3,02	2,99	2,95	2,92
5000	3,37	3,31	3,26	3,21	3,17	3,12	3,09	3,05
5500	3,55	3,49	3,42	3,37	3,32	3,27	3,22	3,18
6000	3,74	3,67	3,60	3,53	3,47	3,42	3,36	3,32

Для оценки погрешности определения забойного давления за счет упрощения методики выполнено сопоставление значений забойных давлений, определяемых по исходной и упрощённой методикам. Результаты выполненного сопоставления, представленные на рисунке 1.3, свидетельствуют, что отклонения находятся в пределах допустимых и не превышают 0,25 МПа.

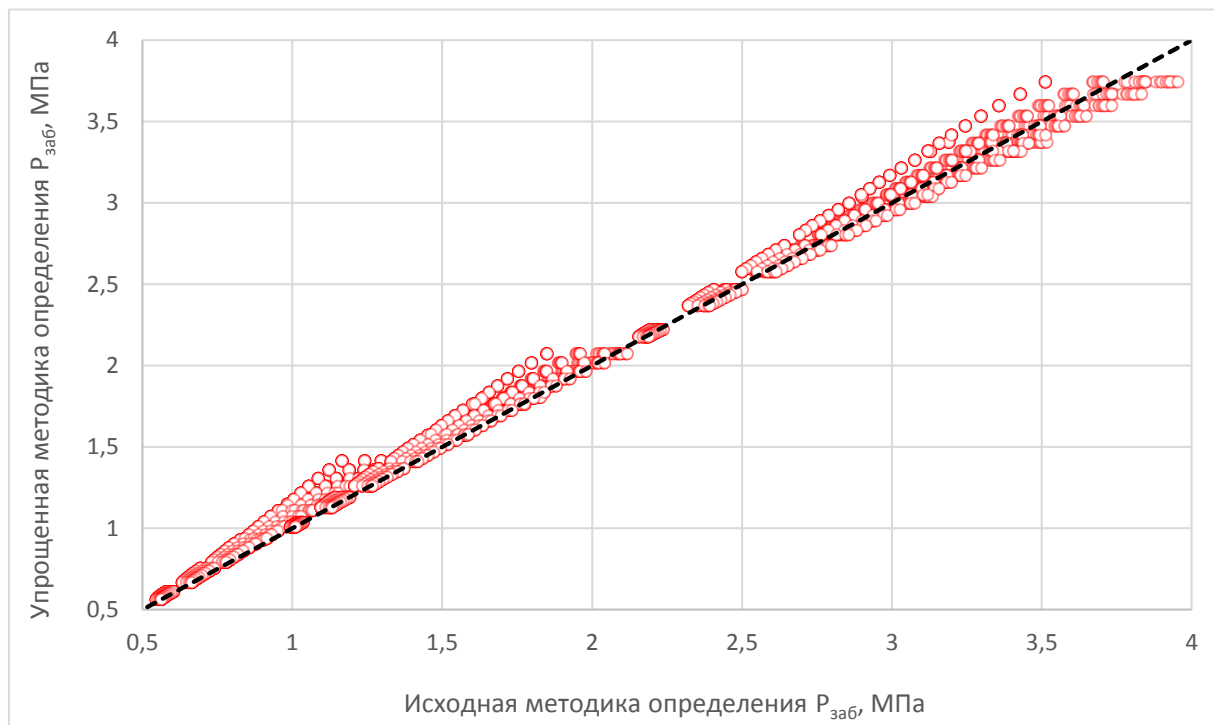


Рисунок 1.3 - Сопоставление величины забойного давления, рассчитанных по исходной и упрощенной методикам

Этап 2 – Определение критического дебита по выносу жидкости

Определение критической скорости потока газа на забое скважины $v_{кр}$, достаточного для полного выноса жидкости согласно постановляющей части протокола ЭТС ФБУ «ГКЗ» [3] должно рассчитываться по формуле Точигина (формула (5)). Подставляя полученные значения критической скорости потока газа в формулу (6), определяется критический дебит по выносу жидкости $Q_{кр}$.

$$v_{кр} = 3,3 \cdot \sqrt[4]{\frac{9,81\rho_{ж}^2\sigma}{(\rho_{ж}-\rho_{г})\rho_{г}^2}}, \quad (5)$$

где

- $\rho_{ж}$ - абсолютная плотность жидкости, кг/м³;
- σ - межфазное поверхностное натяжение, Н/м;
- $\rho_{г}$ - абсолютная плотность газа, кг/м³;

$$Q_{кр} = 86,4 \cdot v_{кр} \frac{\pi d_{вн}^2}{4} \left(\frac{P_3 T_{ст}}{P_{ст} T_{пл} Z} \right), \quad (6)$$

где

$Q_{кр}$ - критический дебит газа в стандартных условиях, тыс.м³/сут

$P_{ст}$ - давление при стандартных условиях, Па;

$T_{ст}$ - температура при стандартных условиях, К;

Z - коэффициент сверхсжимаемости газа при забойных давлении и температуры, бр.

Для упрощения процедуры определения критического дебита по выносу жидкости, в настоящей работе разработаны эмпирические зависимости, представленные на рисунках 1.4-1.6, позволяющие свести нахождение критического дебита по выносу жидкости к табличной (таблицы 1.5-1.7) или численной форме определения (формула (7)). Корреляционные коэффициенты K_2 и K_3 , используемые в упрощённой схеме оценки критического дебита, определяются исходя из трендов рисунков 1.4-1.6, построенных на данных таблицы 1.8.

$$Q_{кр} = \frac{T_{ст} \cdot K_2 \cdot P_3}{T_{пл}} + K_3, \quad (7)$$

Для оценки погрешности определения критического дебита за счет упрощения методики выполнено сопоставление значений критических дебитов, определяемых по исходной и упрощённой методикам. Результаты выполненного сопоставления, представленные на рисунке 1.7, свидетельствуют что отклонения находятся в пределах допустимых и в целом не превышают 10 %.

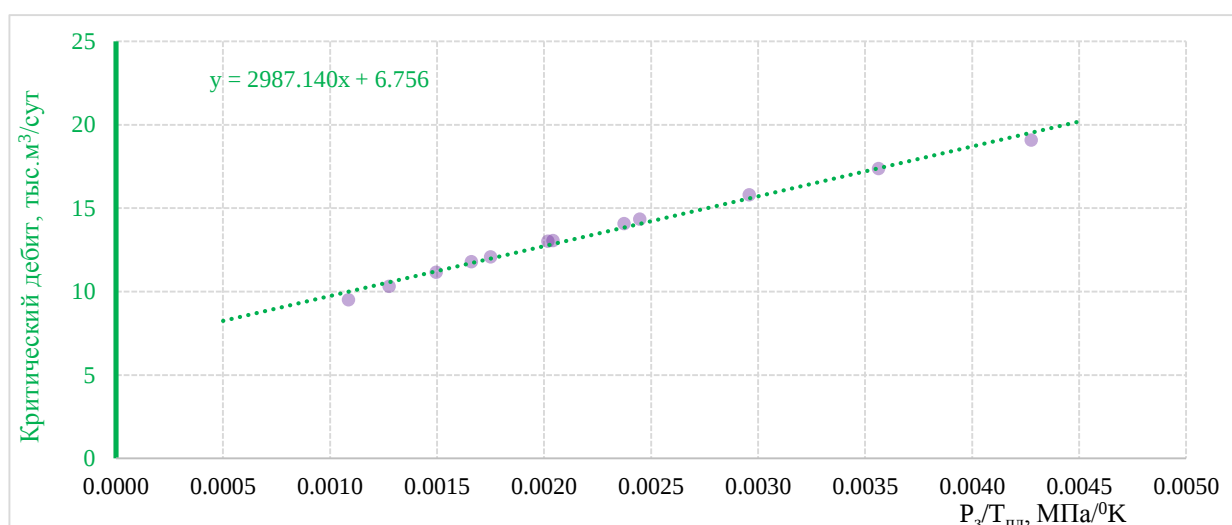


Рисунок 1.4 – Зависимость критического дебита газа скважины для газовых и нефтегазовых залежей

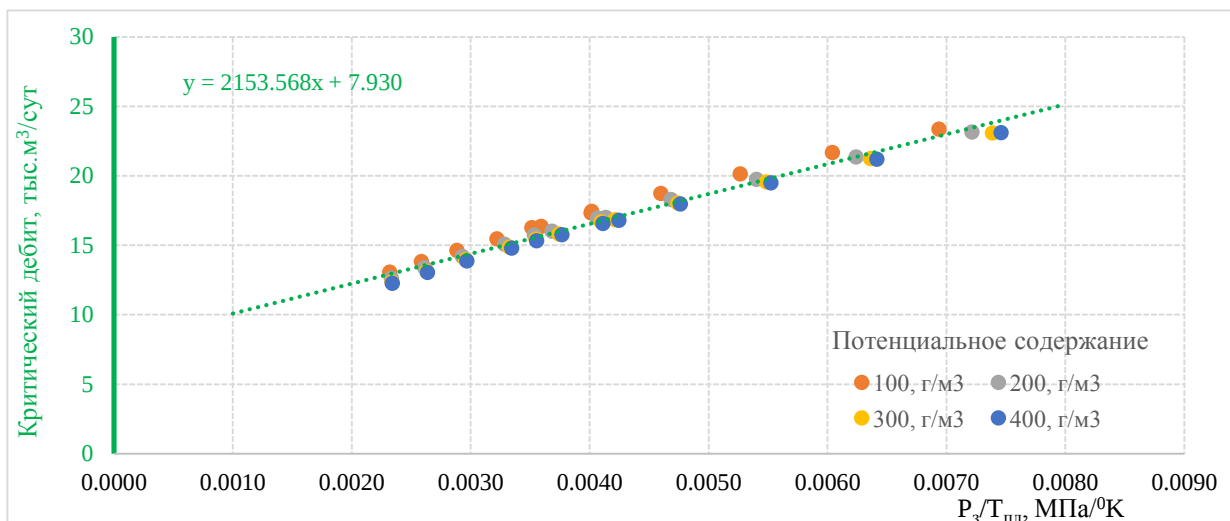


Рисунок 1.5 – Зависимость критического дебита газа скважины для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей

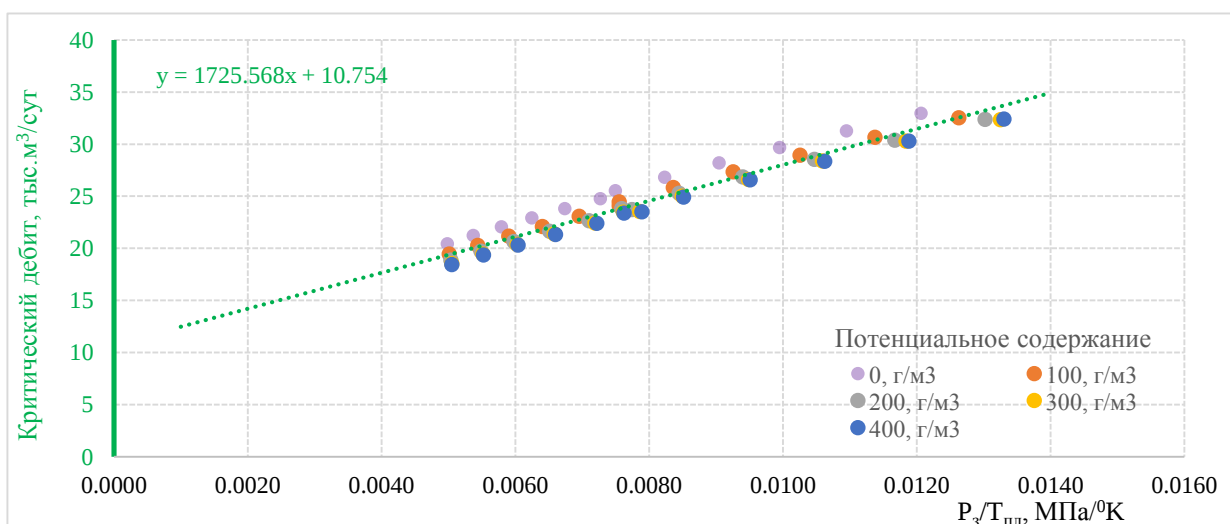


Рисунок 1.6 – Зависимость критического дебита газа скважины для морских (шельфовых) месторождений

Таблица 1.5 – Значение критического дебита по выносу жидкости для газовых и нефтегазовых залежей

Глубина, м	Q _{кр} при пластовой температуре, тыс.м³/сут							
	293 К	313 К	333 К	353 К	373 К	393 К	413 К	433 К
500	11,24	10,95	10,70	10,48	10,28	10,02	9,86	9,72
1000	11,75	11,33	11,06	10,82	10,60	10,33	10,15	10,00
1500	12,26	11,81	11,51	11,15	10,92	10,63	10,44	10,27
2000	12,77	12,29	11,96	11,58	11,24	11,01	10,73	10,55
2500	13,38	12,86	12,40	12,00	11,72	11,39	11,09	10,82
3000	14,09	13,53	12,94	12,51	12,12	11,77	11,45	11,17
3500	14,81	14,20	13,57	13,01	12,60	12,23	11,89	11,58
4000	15,72	14,86	14,20	13,61	13,16	12,68	12,32	11,93
4500	16,64	15,72	14,92	14,28	13,72	13,21	12,76	12,34
5000	17,56	16,58	15,72	14,96	14,36	13,75	13,26	12,82
5500	18,68	17,53	16,62	15,72	15,00	14,35	13,84	13,31
6000	19,90	18,68	17,52	16,57	15,72	15,04	14,42	13,86

Таблица 1.6 - Значение критического дебита по выносу жидкости для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей

Глубина, м	Q _{кр} при пластовой температуре, тыс.м ³ /сут							
	293 К	313 К	333 К	353 К	373 К	393 К	413 К	433 К
500	15,06	14,53	14,14	13,78	13,47	13,19	12,88	12,65
1000	15,57	15,01	14,59	14,15	13,82	13,52	13,19	12,95
1500	16,08	15,56	15,04	14,58	14,22	13,84	13,51	13,25
2000	16,75	16,04	15,49	15,00	14,62	14,23	13,87	13,55
2500	17,33	16,66	16,07	15,49	15,03	14,61	14,24	13,90
3000	18,07	17,28	16,59	15,98	15,49	15,05	14,60	14,24
3500	18,80	17,97	17,17	16,53	15,95	15,49	15,02	14,59
4000	19,61	18,66	17,82	17,14	16,47	15,93	15,43	14,99
4500	20,49	19,41	18,53	17,75	17,05	16,42	15,90	15,44
5000	21,37	20,24	19,24	18,36	17,62	16,97	16,37	15,88
5500	22,40	21,13	20,02	19,09	18,26	17,51	16,89	16,33
6000	23,43	22,03	20,86	19,82	18,95	18,12	17,47	16,83

Таблица 1.7 – Значение критического дебита по выносу жидкости для морских (шельфовых) месторождений

Глубина, м	Q _{кр} при пластовой температуре, тыс.м ³ /сут							
	293 К	313 К	333 К	353 К	373 К	393 К	413 К	433 К
500	23,17	22,32	21,63	21,01	20,42	19,92	19,48	19,08
1000	23,82	22,93	22,20	21,50	20,88	20,36	19,86	19,44
1500	24,52	23,59	22,77	22,04	21,39	20,80	20,27	19,79
2000	25,23	24,25	23,34	22,58	21,85	21,24	20,69	20,19
2500	26,06	24,91	23,96	23,11	22,40	21,72	21,11	20,59
3000	26,88	25,68	24,63	23,75	22,91	22,21	21,57	21,03
3500	27,70	26,45	25,36	24,38	23,51	22,73	22,07	21,47
4000	28,64	27,28	26,08	25,02	24,11	23,30	22,57	21,90
4500	29,59	28,11	26,86	25,70	24,71	23,87	23,07	22,38
5000	30,59	28,99	27,63	26,43	25,41	24,44	23,65	22,90
5500	31,65	29,98	28,46	27,22	26,10	25,10	24,20	23,42
6000	32,76	30,97	29,40	28,00	26,80	25,76	24,78	23,97

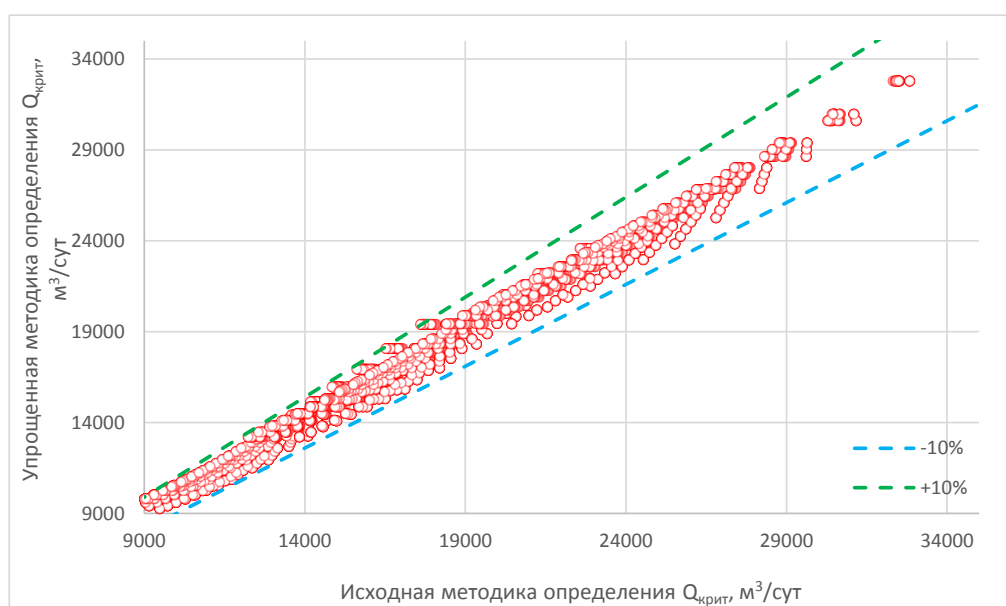


Рисунок 1.7 - Сопоставление величины критического дебита рассчитанных по исходной и упрощенной методикам

Таблица 1.8 – Обоснование коэффициентов K_2 , K_3

№	Темп. пласт., К	P_y , МПа	Глубина, м	P_3 при PC_{5+} , МПа						Рассчитанный по формуле Точигина $Q_{кр}$ при PC_{5+} , тыс.м ³ /сут						$\frac{P_3 \cdot T_{ст}}{T_{пл}}$	K_2	K_3
				0, г/м ³	100, г/м ³	200, г/м ³	300, г/м ³	400, г/м ³	Среднее	0, г/м ³	100, г/м ³	200, г/м ³	300, г/м ³	400, г/м ³	Среднее	$T_{пл}$		
1	293	0.4	1000	0.487	-	-	-	-	0.5	11.8	-	-	-	-	11.8	0.49	10.190	6.756
2	293		2000	0.591	-	-	-	-	0.6	13.0	-	-	-	-	13.0	0.59		
3	293		3000	0.717	-	-	-	-	0.7	14.3	-	-	-	-	14.3	0.72		
4	293		4000	0.867	-	-	-	-	0.9	15.8	-	-	-	-	15.8	0.87		
5	293		5000	1.044	-	-	-	-	1.0	17.4	-	-	-	-	17.4	1.04		
6	293		6000	1.253	-	-	-	-	1.3	19.1	-	-	-	-	19.1	1.25		
7	433		1000	0.470	-	-	-	-	0.5	9.5	-	-	-	-	9.5	0.32		
8	433		2000	0.552	-	-	-	-	0.6	10.3	-	-	-	-	10.3	0.37		
9	433		3000	0.647	-	-	-	-	0.6	11.2	-	-	-	-	11.2	0.44		
10	433		4000	0.757	-	-	-	-	0.8	12.1	-	-	-	-	12.1	0.51		
11	433		5000	0.884	-	-	-	-	0.9	13.0	-	-	-	-	13.0	0.60		
12	433		6000	1.027	-	-	-	-	1.0	14.1	-	-	-	-	14.1	0.70		
13	293	0.9	1000	-	1.029	1.036	1.040	1.041	1.0	-	16.3	15.7	15.4	15.3	15.7	1.04	7.346	7.930
14	293		2000	-	1.177	1.192	1.201	1.205	1.2	-	17.4	17.0	16.7	16.6	16.9	1.19		
15	293		3000	-	1.347	1.373	1.389	1.396	1.4	-	18.7	18.3	18.1	18.0	18.3	1.38		
16	293		4000	-	1.543	1.583	1.608	1.618	1.6	-	20.1	19.8	19.6	19.5	19.7	1.59		
17	293		5000	-	1.770	1.828	1.864	1.879	1.8	-	21.7	21.4	21.2	21.2	21.4	1.84		
18	293		6000	-	2.033	2.114	2.165	2.186	2.1	-	23.4	23.2	23.1	23.1	23.2	2.12		
19	433		1000	-	1.004	1.009	1.012	1.013	1.0	-	13.1	12.6	12.4	12.3	12.6	0.68		
20	433		2000	-	1.119	1.131	1.138	1.141	1.1	-	13.8	13.4	13.1	13.0	13.4	0.77		
21	433		3000	-	1.249	1.268	1.279	1.285	1.3	-	14.6	14.2	14.0	13.9	14.2	0.86		
22	433		4000	-	1.393	1.422	1.439	1.447	1.4	-	15.5	15.1	14.9	14.8	15.1	0.96		
23	433		5000	-	1.555	1.595	1.620	1.631	1.6	-	16.4	16.0	15.8	15.8	16.0	1.08		
24	433		6000	-	1.736	1.790	1.824	1.838	1.8	-	17.3	17.0	16.8	16.8	17.0	1.22		
25	293	2.0	1000	2.196	2.213	2.224	2.231	2.233	2.2	25.5	24.5	23.8	23.5	23.4	24.1	2.22	5.885	10.754
26	293		2000	2.412	2.449	2.474	2.489	2.494	2.5	26.8	25.9	25.3	25.0	24.9	25.6	2.46		
27	293		3000	2.650	2.712	2.754	2.779	2.786	2.7	28.2	27.3	26.9	26.6	26.6	27.1	2.74		
28	293		4000	2.915	3.005	3.067	3.103	3.113	3.0	29.7	29.0	28.6	28.4	28.4	28.8	3.04		
29	293		5000	3.208	3.333	3.419	3.468	3.481	3.4	31.3	30.7	30.4	30.3	30.3	30.6	3.38		
30	293		6000	3.535	3.700	3.816	3.882	3.898	3.8	33.0	32.5	32.4	32.4	32.4	32.5	3.77		
31	433		1000	2.156	2.170	2.180	2.185	2.187	2.2	20.4	19.5	18.9	18.5	18.4	19.2	1.47		
32	433		2000	2.325	2.355	2.375	2.387	2.391	2.4	21.2	20.3	19.7	19.4	19.4	20.0	1.60		
33	433		3000	2.507	2.555	2.588	2.608	2.614	2.6	22.1	21.2	20.7	20.4	20.3	20.9	1.74		
34	433		4000	2.704	2.773	2.821	2.849	2.858	2.8	22.9	22.1	21.6	21.4	21.3	21.9	1.90		
35	433		5000	2.917	3.010	3.075	3.113	3.125	3.0	23.8	23.1	22.6	22.4	22.4	22.9	2.06		
36	433		6000	3.148	3.269	3.353	3.401	3.417	3.3	24.8	24.1	23.7	23.5	23.5	23.9	2.24		

Этап 3 - Определение коэффициентов фильтрационных сопротивлений

Коэффициенты фильтрационных сопротивлений (a , b), необходимые для выполнения последующих расчетов, предлагается принимать по осредненным результатам интерпретации газодинамических исследований скважин.

В случае отсутствия газодинамических исследований скважин коэффициенты фильтрационных сопротивлений предлагается определять исходя из проницаемости, эффективной мощности и температуры продуктивной части пласта по формулам (8) – (9). Указанные формулы получены упрощением уравнений (приложение В), используемых для расчета коэффициентов фильтрационного сопротивления (a , b), представленных в Р Газпром 086-2010 [4] (формулы (10) – (11)) с учетом пренебрежения коэффициентами совершенства скважин по степени и характеру вскрытия пласта, а также усреднения свойств газа.

$$a = \frac{0,268 \cdot T_{\text{пл}} - 47,367}{k \cdot h} \quad (8)$$

$$b = \frac{0,340 \cdot 10^{-3} \cdot T_{\text{пл}} - 0,0603}{k \cdot h} \quad (9)$$

где

k - проницаемость пласта, мД;

h - толщина пласта, м.

$$a = \frac{\mu \cdot Z \cdot P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{\text{ст}}} \left[\ln \left(\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} \right) + C_1 + C_2 \right] \quad (10)$$

$$b = \frac{\rho_{\text{ст}} \cdot Z \cdot P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{\text{ст}}} \left[\frac{1}{R_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} + C_3 + C_4 \right] \quad (11)$$

где

μ - коэффициент вязкости, мПа*с;

Z - коэффициент сверхсжимаемости газа, д. ед.;

$P_{\text{ст}}$ - значение стандартного давления, МПа;

$T_{\text{ст}}$ - значение стандартной температуры, К;

$T_{\text{пл}}$ - значение пластовой температуры, К;

k - проницаемость пласта, мкм²;

l - коэффициент макрошероховатости пласта, мкм.

$\rho_{\text{ст}}$ - плотность газа при стандартных условиях; кг/м³;

C_1 и C_3 - коэффициенты совершенства скважины по степени вскрытия пласта, д. ед. и 1/м соответственно;

C_2 и C_4 - коэффициенты совершенства по характеру вскрытия пласта, бр. и 1/м соответственно;

R_k, R_c - радиусы контура питания и скважины соответственно, м.

Этап 4 - Определение конечного пластового давления

Исходя из уравнения притока газа к забою скважины, определение конечного пластового давления $P_{пл.к}$ сводится к формуле (12):

$$P_{пл.к} = (P_z^2 + aQ_{кр} + bQ_{кр}^2)^{0,5} \quad (12)$$

Сопоставление конечных пластовых давлений, рассчитанных по исходной и упрощенной методике представлено на рисунке 1.8.

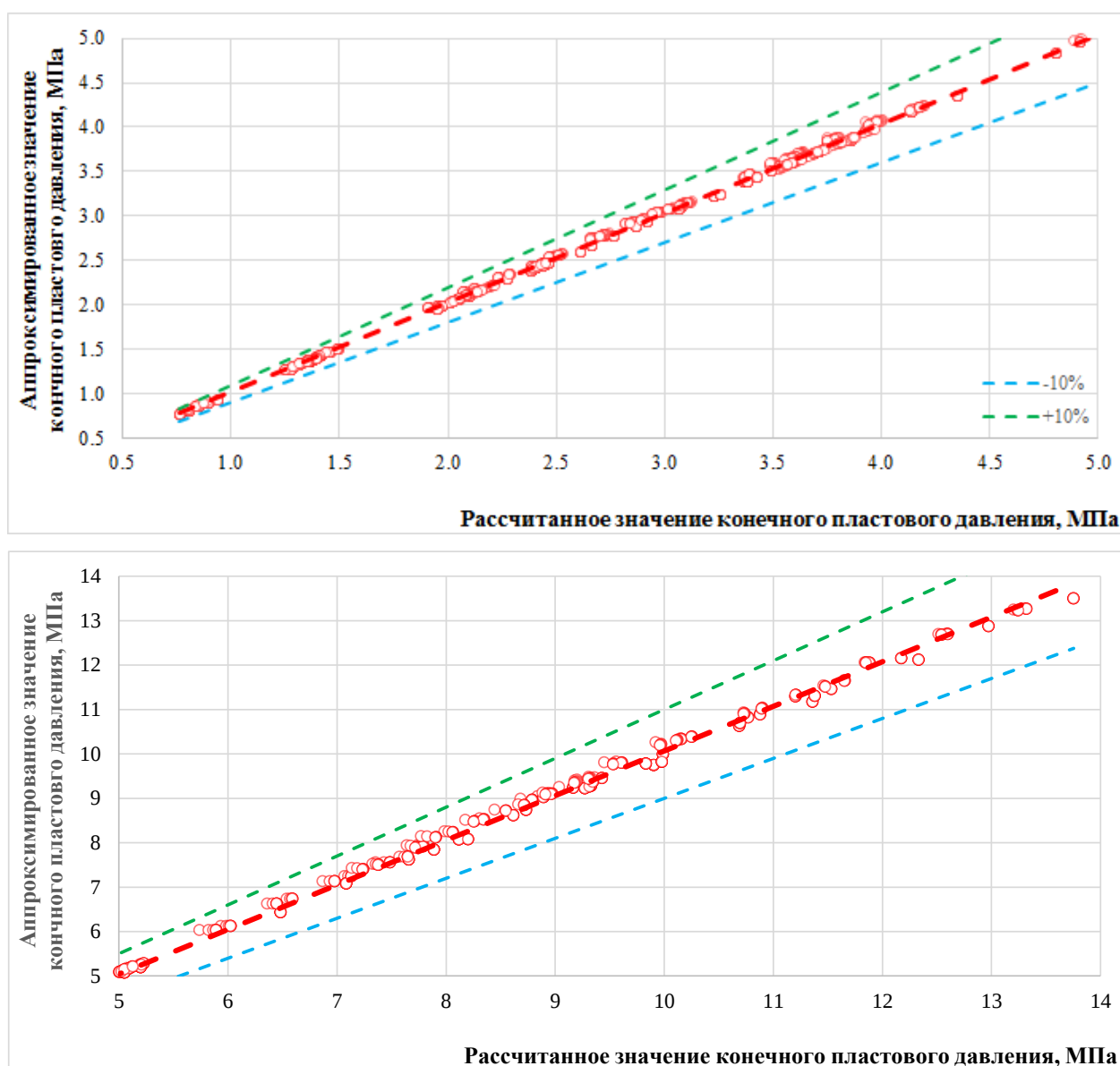


Рисунок 1.8 – Сопоставление величин конечных пластовых давлений, рассчитанных по исходной и упрощенной методике для вертикальных скважин

Для горизонтальных скважин (протяжённостью 500 м в соответствии с протоколом [3]) определение конечного пластового давления предлагается выполнять по формуле (13). В представленное уравнение включены дополнительные поправки на коэффициенты фильтрационных сопротивлений, определяемые на основе рисунка 1.9. Построение графика определения переводных фильтрационных коэффициентов K_a , K_b выполнялось на основе уравнений притока для горизонтальных скважин, представленных в Р Газпром 086-2010 [4].

$$P_{\text{пл.к}} = (P_3^2 + aK_a Q_{\text{кр}} + bK_b Q_{\text{кр}}^2)^{0,5} \quad (13)$$

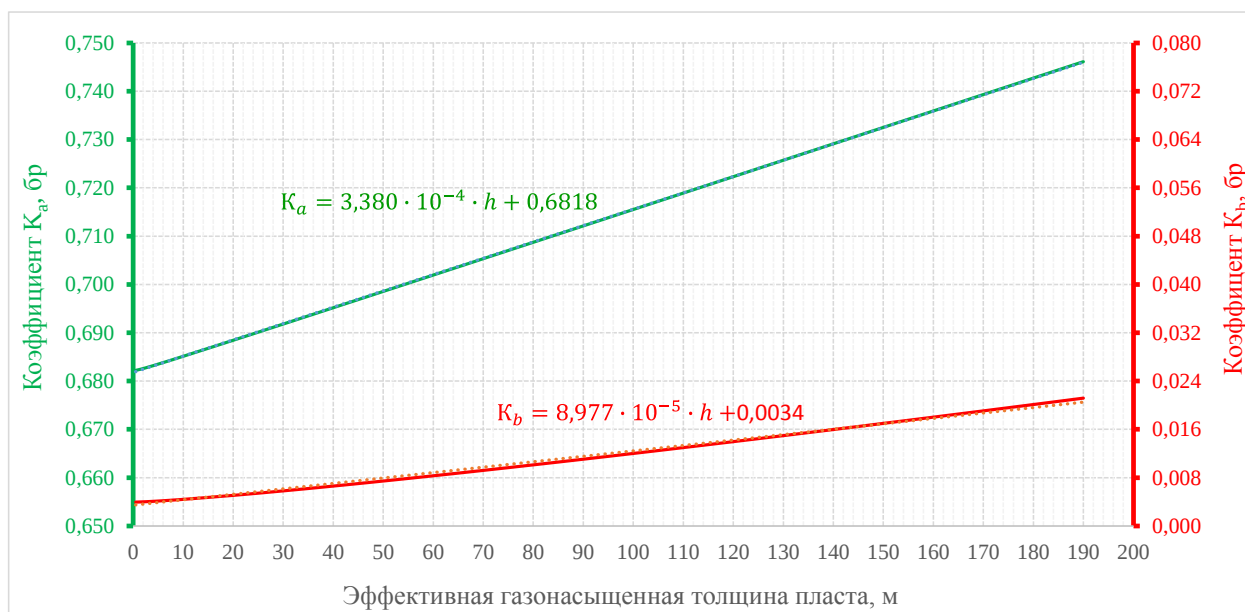


Рисунок 1.9 – График определения дополнительных поправок K_a , K_b на коэффициенты фильтрационных сопротивлений для скважин с горизонтальным забоем длиной 500 м

Этап 5 – Определение технологического коэффициента извлечения газа

Используя определенное в этапе 4 значение конечного пластового давления, рассчитываются конечный КИГ по формуле (14). Значение коэффициента сверхсжимаемости для начального пластового давления $Z_{\text{пл.н}}$ принимается равным обоснованному в Подсчете запасов.

$$\text{КИГ} = 1 - \frac{\left(\frac{P_{\text{пл.к}}}{Z_{\text{пл.к}}} - 0,101\right)}{\left(\frac{P_{\text{пл.н}}}{Z_{\text{пл.н}}} - 0,101\right)}, \quad (14)$$

где

$P_{\text{пл.н}}$ - начальное пластовое давление, МПа;

$Z_{\text{пл.н}}$ - коэффициент сверхсжимаемости газа при начальных термобарических условиях, бр.

Учитывая трудоемкий характер вычислений при определении конечного коэффициента сверхсжимаемости (приложение Б, формула Б.7), выполнены расчеты по определению конечного коэффициента сверхсжимаемости в зависимости от начальных термобарических условий ($PC_{5+} - 0-400 \text{ г/м}^3$, $T_{пл} - 293 - 433 \text{ }^{\circ}\text{K}$, $P_{пл} - 0.2 - 60 \text{ МПа}$) (таблица 1.9), которые свидетельствуют о возможности обобщения значений конечного коэффициента сверхсжимаемости путем осреднения.

Таблица 1.9 – Изменение коэффициента сверхсжимаемости газа для различны

Р _{пл,к*} МПа	Рассчитанный коэффициент сверхсжимаемости при различной пластовой температуре, бр							
	293 ⁰ К	313 ⁰ К	333 ⁰ К	353 ⁰ К	373 ⁰ К	393 ⁰ К	413 ⁰ К	433 ⁰ К
0.2	<u>0.995 - 0.997</u> 0.996	<u>0.996 - 0.997</u> 0.997	<u>0.997 - 0.998</u> 0.997	<u>0.997 - 0.998</u> 0.998	<u>0.998 - 0.998</u> 0.998	<u>0.998 - 0.998</u> 0.998	<u>0.998 - 0.999</u> 0.998	<u>0.998 - 0.999</u> 0.999
0.4	<u>0.99 - 0.993</u> 0.992	<u>0.992 - 0.994</u> 0.993	<u>0.993 - 0.995</u> 0.994	<u>0.994 - 0.996</u> 0.995	<u>0.995 - 0.997</u> 0.996	<u>0.996 - 0.997</u> 0.996	<u>0.996 - 0.997</u> 0.997	<u>0.997 - 0.998</u> 0.997
0.6	<u>0.984 - 0.99</u> 0.987	<u>0.987 - 0.992</u> 0.99	<u>0.99 - 0.993</u> 0.991	<u>0.991 - 0.994</u> 0.993	<u>0.993 - 0.995</u> 0.994	<u>0.994 - 0.996</u> 0.995	<u>0.995 - 0.996</u> 0.995	<u>0.995 - 0.997</u> 0.996
0.8	<u>0.979 - 0.986</u> 0.982	<u>0.983 - 0.989</u> 0.986	<u>0.986 - 0.991</u> 0.988	<u>0.989 - 0.992</u> 0.99	<u>0.99 - 0.994</u> 0.992	<u>0.992 - 0.995</u> 0.993	<u>0.993 - 0.995</u> 0.994	<u>0.994 - 0.996</u> 0.995
1	<u>0.973 - 0.982</u> 0.978	<u>0.979 - 0.986</u> 0.982	<u>0.983 - 0.988</u> 0.986	<u>0.986 - 0.99</u> 0.988	<u>0.988 - 0.992</u> 0.99	<u>0.99 - 0.993</u> 0.992	<u>0.991 - 0.994</u> 0.993	<u>0.993 - 0.995</u> 0.994
2	<u>0.946 - 0.963</u> 0.955	<u>0.957 - 0.971</u> 0.964	<u>0.965 - 0.977</u> 0.971	<u>0.972 - 0.981</u> 0.977	<u>0.977 - 0.985</u> 0.981	<u>0.981 - 0.988</u> 0.984	<u>0.985 - 0.99</u> 0.987	<u>0.987 - 0.992</u> 0.99
3	<u>0.92 - 0.943</u> 0.931	<u>0.936 - 0.955</u> 0.946	<u>0.949 - 0.965</u> 0.957	<u>0.959 - 0.972</u> 0.966	<u>0.967 - 0.978</u> 0.973	<u>0.973 - 0.983</u> 0.978	<u>0.979 - 0.986</u> 0.982	<u>0.983 - 0.989</u> 0.986
4	<u>0.894 - 0.923</u> 0.909	<u>0.917 - 0.94</u> 0.928	<u>0.934 - 0.953</u> 0.943	<u>0.947 - 0.963</u> 0.955	<u>0.958 - 0.972</u> 0.965	<u>0.966 - 0.978</u> 0.972	<u>0.973 - 0.983</u> 0.978	<u>0.979 - 0.987</u> 0.983
5	<u>0.87 - 0.903</u> 0.886	<u>0.898 - 0.924</u> 0.911	<u>0.919 - 0.941</u> 0.93	<u>0.936 - 0.955</u> 0.945	<u>0.949 - 0.965</u> 0.957	<u>0.96 - 0.974</u> 0.967	<u>0.969 - 0.98</u> 0.974	<u>0.976 - 0.985</u> 0.98
6	<u>0.847 - 0.883</u> 0.865	<u>0.879 - 0.909</u> 0.894	<u>0.905 - 0.93</u> 0.917	<u>0.925 - 0.946</u> 0.935	<u>0.941 - 0.959</u> 0.95	<u>0.954 - 0.969</u> 0.962	<u>0.965 - 0.977</u> 0.971	<u>0.973 - 0.984</u> 0.978
7	<u>0.824 - 0.865</u> 0.844	<u>0.861 - 0.895</u> 0.878	<u>0.891 - 0.919</u> 0.905	<u>0.914 - 0.938</u> 0.926	<u>0.933 - 0.953</u> 0.943	<u>0.948 - 0.966</u> 0.957	<u>0.96 - 0.975</u> 0.968	<u>0.971 - 0.982</u> 0.976
8	<u>0.802 - 0.848</u> 0.825	<u>0.844 - 0.882</u> 0.863	<u>0.877 - 0.909</u> 0.893	<u>0.903 - 0.93</u> 0.917	<u>0.925 - 0.948</u> 0.936	<u>0.942 - 0.962</u> 0.952	<u>0.957 - 0.973</u> 0.965	<u>0.968 - 0.981</u> 0.975
9	<u>0.782 - 0.832</u> 0.807	<u>0.828 - 0.869</u> 0.849	<u>0.864 - 0.899</u> 0.882	<u>0.893 - 0.923</u> 0.908	<u>0.917 - 0.943</u> 0.93	<u>0.937 - 0.959</u> 0.948	<u>0.953 - 0.971</u> 0.962	<u>0.966 - 0.981</u> 0.973
10	<u>0.765 - 0.818</u> 0.791	<u>0.814 - 0.858</u> 0.836	<u>0.852 - 0.89</u> 0.871	<u>0.884 - 0.917</u> 0.9	<u>0.91 - 0.938</u> 0.924	<u>0.931 - 0.956</u> 0.944	<u>0.949 - 0.97</u> 0.959	<u>0.964 - 0.98</u> 0.972
20	<u>0.716 - 0.783</u> 0.749	<u>0.767 - 0.823</u> 0.795	<u>0.807 - 0.859</u> 0.833	<u>0.841 - 0.892</u> 0.867	<u>0.873 - 0.922</u> 0.898	<u>0.902 - 0.949</u> 0.926	<u>0.929 - 0.973</u> 0.951	<u>0.954 - 0.992</u> 0.973
30	<u>0.873 - 0.883</u> 0.878	<u>0.881 - 0.902</u> 0.891	<u>0.892 - 0.922</u> 0.907	<u>0.907 - 0.943</u> 0.925	<u>0.923 - 0.966</u> 0.945	<u>0.941 - 0.99</u> 0.966	<u>0.96 - 1.013</u> 0.987	<u>0.981 - 1.033</u> 1.007
40	<u>1.027 - 1.065</u> 1.046	<u>1.027 - 1.053</u> 1.04	<u>1.032 - 1.045</u> 1.039	<u>1.037 - 1.043</u> 1.04	<u>1.041 - 1.056</u> 1.048	<u>1.047 - 1.072</u> 1.059	<u>1.054 - 1.089</u> 1.071	<u>1.063 - 1.105</u> 1.084
50	<u>1.172 - 1.28</u> 1.226	<u>1.162 - 1.244</u> 1.203	<u>1.159 - 1.218</u> 1.189	<u>1.162 - 1.2</u> 1.181	<u>1.167 - 1.189</u> 1.178	<u>1.172 - 1.183</u> 1.177	<u>1.177 - 1.193</u> 1.185	<u>1.183 - 1.203</u> 1.193
60	<u>1.317 - 1.51</u> 1.413	<u>1.298 - 1.448</u> 1.373	<u>1.289 - 1.402</u> 1.345	<u>1.288 - 1.368</u> 1.328	<u>1.293 - 1.345</u> 1.319	<u>1.298 - 1.329</u> 1.314	<u>1.305 - 1.321</u> 1.313	<u>1.311 - 1.323</u> 1.317

Обобщенные значения коэффициента сверхсжимаемости для конечного пластового давления $Z_{пл.к}$ предлагается определять по таблицам 1.10-1.11 или рисункам 1.10-1.11, построенным для усредненных составов.

Таблица 1.10 – Значения коэффициента сверхсжимаемости для конечного пластового давления $Z_{пл.к}$ ($ПС_{5+}^{нач} < 25 \text{ г/м}^3$)

$P_{пл.к}, \text{ МПа}$	$Z_{пл.к}$ при пластовой температуре, бр							
	293 К	313 К	333 К	353 К	373 К	393 К	413 К	433 К
0,2	0,997	0,997	0,998	0,998	0,998	0,998	0,999	0,999
0,4	0,993	0,994	0,995	0,996	0,997	0,997	0,997	0,998
0,6	0,990	0,992	0,993	0,994	0,995	0,996	0,996	0,997
0,8	0,986	0,989	0,991	0,992	0,994	0,995	0,995	0,996
1	0,982	0,986	0,988	0,990	0,992	0,993	0,994	0,995
2	0,963	0,971	0,977	0,981	0,985	0,988	0,990	0,992
3	0,943	0,955	0,965	0,972	0,978	0,983	0,986	0,989
4	0,923	0,940	0,953	0,963	0,972	0,978	0,983	0,987
5	0,903	0,924	0,941	0,955	0,965	0,974	0,980	0,985
6	0,883	0,909	0,930	0,946	0,959	0,969	0,977	0,984
7	0,865	0,895	0,919	0,938	0,953	0,966	0,975	0,982
8	0,848	0,882	0,909	0,930	0,948	0,962	0,973	0,981
9	0,832	0,869	0,899	0,923	0,943	0,959	0,971	0,981
10	0,818	0,858	0,890	0,917	0,938	0,956	0,970	0,980
20	0,783	0,823	0,859	0,892	0,922	0,949	0,973	0,992
30	0,883	0,902	0,922	0,943	0,966	0,990	1,013	1,033
40	1,027	1,027	1,033	1,043	1,056	1,072	1,089	1,105
50	1,172	1,162	1,159	1,162	1,169	1,180	1,193	1,203
60	1,317	1,298	1,289	1,288	1,293	1,303	1,315	1,323

Таблица 1.11 – Значения коэффициента сверхсжимаемости для конечного пластового давления $Z_{пл.к}$ ($ПС_{5+}^{нач} > 25 \text{ г/м}^3$)

$P_{пл.к}, \text{ МПа}$	$Z_{пл.к}$ при пластовой температуре, бр							
	293 К	313 К	333 К	353 К	373 К	393 К	413 К	433 К
0.2	0.996	0.997	0.997	0.998	0.998	0.998	0.998	0.999
0.4	0.992	0.993	0.994	0.995	0.996	0.996	0.997	0.997
0.6	0.987	0.990	0.991	0.993	0.994	0.995	0.995	0.996
0.8	0.982	0.986	0.988	0.990	0.992	0.993	0.994	0.995
1	0.978	0.982	0.986	0.988	0.990	0.992	0.993	0.994
2	0.955	0.964	0.971	0.977	0.981	0.984	0.987	0.990
3	0.931	0.946	0.957	0.966	0.973	0.978	0.982	0.986
4	0.909	0.928	0.943	0.955	0.965	0.972	0.978	0.983
5	0.886	0.911	0.930	0.945	0.957	0.967	0.974	0.980
6	0.865	0.894	0.917	0.935	0.950	0.962	0.971	0.978
7	0.844	0.878	0.905	0.926	0.943	0.957	0.968	0.976
8	0.825	0.863	0.893	0.917	0.936	0.952	0.965	0.975
9	0.807	0.849	0.882	0.908	0.930	0.948	0.962	0.973
10	0.791	0.836	0.871	0.900	0.924	0.944	0.959	0.972
20	0.749	0.795	0.833	0.867	0.898	0.926	0.951	0.973
30	0.878	0.891	0.907	0.925	0.945	0.966	0.987	1.007
40	1.046	1.040	1.039	1.040	1.048	1.059	1.071	1.084
50	1.226	1.203	1.189	1.181	1.178	1.177	1.185	1.193
60	1.413	1.373	1.345	1.328	1.319	1.314	1.313	1.317

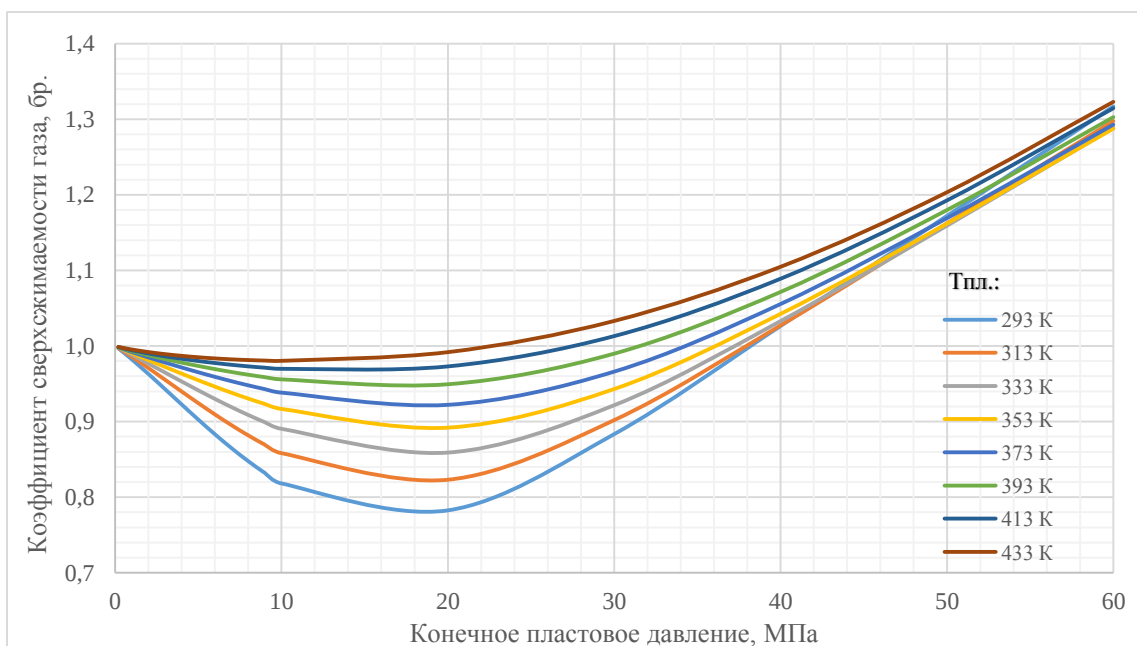


Рисунок 1.10 – График для определения коэффициента сверхсжимаемости для конечного пластового давления $Z_{пл.к}$ ($PC_{5+}^{нач} < 25 \text{ г/м}^3$)

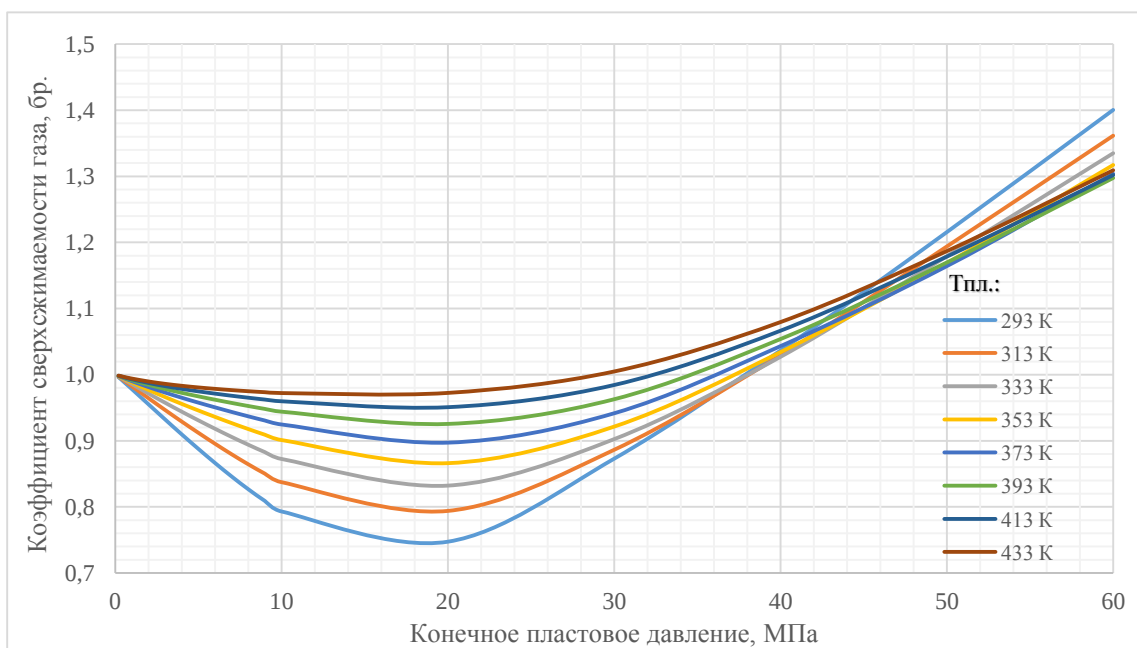


Рисунок 1.11 - График для определения коэффициента сверхсжимаемости для конечного пластового давления $Z_{пл.к}$ ($PC_{5+}^{нач} > 25 \text{ г/м}^3$)

Для оценки суммарной погрешности определения технологических КИГ за счет упрощения методики выполнено сопоставление значений КИГ, определяемых по исходной и упрощённой методикам. Сопоставление выполнялось для различных горно-геологических условия и свойств флюидов. Варьировались параметры начального потенциального содержания (в диапазоне от 0 до 400 г/м³), начального пластового давления (в диапазоне от 4 до 60 МПа) и температуры (в диапазоне от 293 до 433 К), проводимости пласта (10, 100 и 1000 мД·м), конечного устьевого давления (в диапазоне от 0,4 до 2 МПа), а также глубины залегания (в диапазоне от 1000 до 6000 м). Всего было рассмотрено более 16 тыс. вариантов начальных условий параметров залежей. Результаты выполненного сопоставления, представленные на рисунках 1.12-1.14, свидетельствуют, что отклонения находятся в пределах $\pm 10\%$.

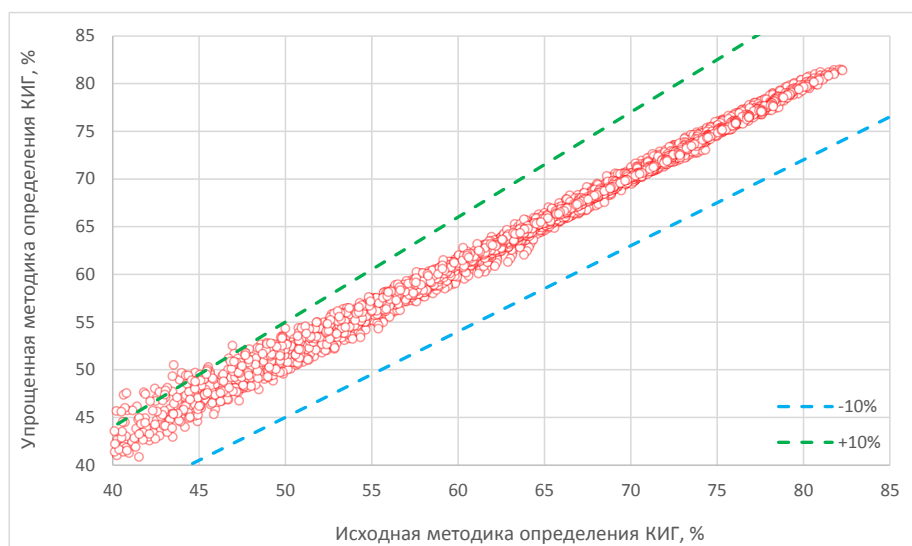


Рисунок 1.12 – График сопоставление величин технологических КИГ, рассчитанных по исходной и упрощенной методикам ($k \cdot h = 10$ мД·м)

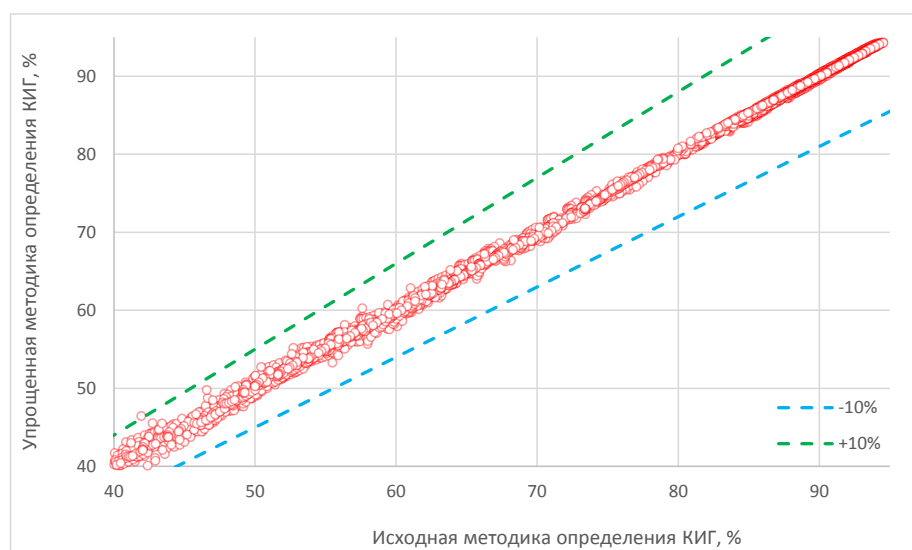


Рисунок 1.13 – График сопоставление величин технологических КИГ, рассчитанных по исходной и упрощенной методикам ($k \cdot h = 100$ мД·м)

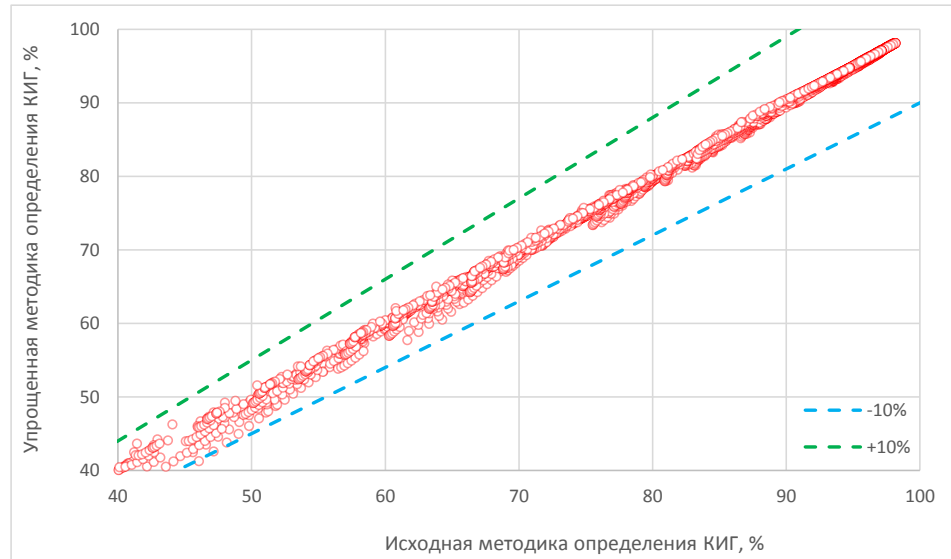


Рисунок 1.14 – График сопоставление величин технологических КИГ, рассчитанных по исходной и упрощенной методикам ($k \cdot h = 1000$ мД·м)

1.2 Разработка методики оценки коэффициентов извлечения конденсата

«Методические рекомендации...» предусматривали определение технологических КИК выполнять путём численного интегрирования фактической кривой PC_{5+} относительно давления (формула (15)), в случае отсутствия фактической кривой изменения потенциального содержания со снижением давления методика предусматривала использование расчетной кривой PC_{5+} .

$$Q_{\text{зап.извл.конд.}} = \int_{P_k}^{P_n} PC_{5+}(p) \cdot \frac{dQ_{\text{зап.извл.газ}(P)}}{dP} dP, \quad (15)$$

где

$Q_{\text{зап.извл.газ}}$ – извлекаемые запасы газа, м³;

$Q_{\text{зап.извл.конд.}}$ – извлекаемые запасы конденсата, кг.

Для упрощения ранее представленного способа определения КИК, в случае наличия фактических данных о начальном потенциальном содержании и лабораторной кривой потерь конденсата со снижением давления определение технологический КИК предлагается рассчитывать по формуле (16). В случае отсутствия фактических данных, для насыщенных залежей ($P_{пл.н} = P_{нач.конд.}$) технологический КИК предлагается определять по эмпирическим зависимостям, представленным в виде номограмм (рисунок 1.15), определения КИК для значения $KIG = 0,8$ д. ед от параметра α (формула (17)), после чего КИК нормируется к расчетным значениям КИГ по формуле (18). В общем виде упрощённая схема определения технологических КИК представлена на рисунке 1.16.

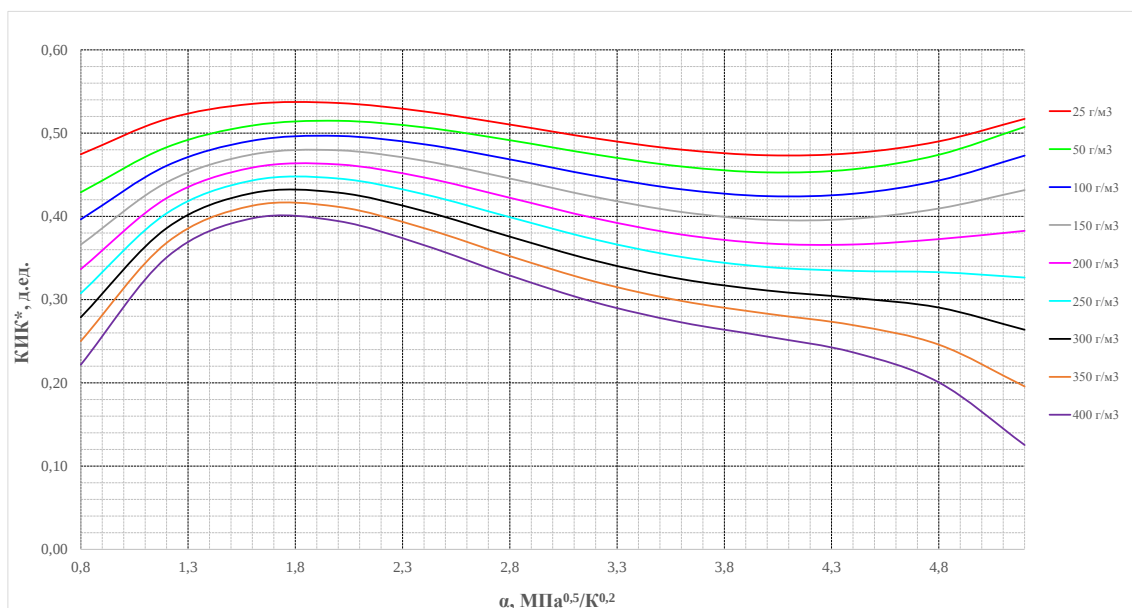


Рисунок 1.15 – Номограмма определения КИК*



Рисунок 1.16 – Блок-схема расчёта конечных коэффициентов извлечения конденсата

$$\text{КИК} = \frac{\text{ПС}_{5+}^{\text{нач}} - q^{\text{пот}}}{\text{ПС}_{5+}^{\text{нач}}}, \quad (16)$$

где

$\text{ПС}_{5+}^{\text{нач}}$ - начальное потенциальное содержание конденсата (C_{5+}) в сухом газе, г/м^3 ;

$q^{\text{пот}}$ - значение потерь конденсата (C_{5+}) в сухом газе для конечного пластового давления, г/м^3 .

$$\alpha = \frac{P_{\text{пл.н}}^{0,5}}{(T_{\text{пл}} - 273)^{0,2}} \quad (17)$$

$$\text{КИК} = \frac{\text{КИК}^* \cdot \text{КИГ}}{0,8} \quad (18)$$

где

КИК* - коэффициент извлечения конденсата при КИГ=0,8 д. ед.

Выбор значения КИГ для которого построена номограмма определения КИК* от параметра α , основывается на результатах 5184 расчетов, суть которых заключалась в определении среднего минимального отклонения в расчетных КИК, получаемых между исходной и упрощённой методиками при различных горногеологических условиях и потенциальном содержании конденсата. Представленные на рисунке 1.17 результаты осреднённых отклонений методик расчетов свидетельствуют, что наименьшее относительное отклонение 7,2 %, или 2,73 % в абсолютном выражении достигается при использовании номограмм определения КИК* для значения КИГ=0,8 д. ед. Таким образом можно сделать вывод, что представленная номограмма максимально приближена к результатам, получаемым по исходной Методике.

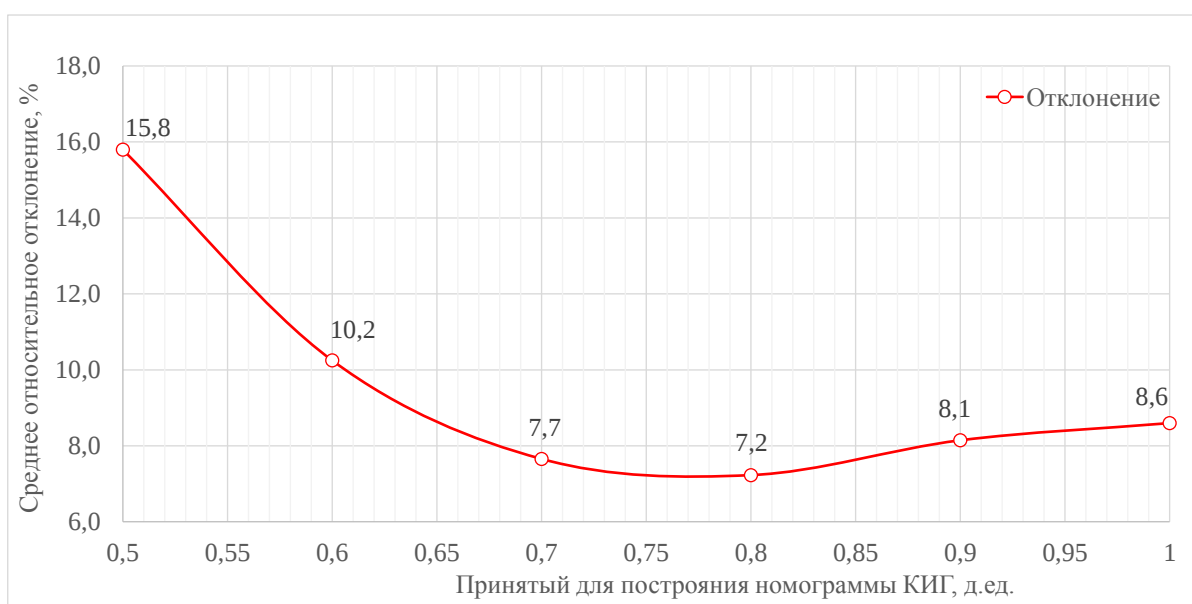


Рисунок 1.17 - График отклонений для различных вариантов номограмм

Для оценки суммарной погрешности определения технологического КИК за счет упрощения методики выполнено сопоставление значений технологических КИК, определяемых по исходной и упрощённой методикам. Результаты выполненного сопоставления представлены на рисунке 1.18. Отклонения полученных результатов от значений, полученных при использовании исходной методики, варьируют от минус 24,4 % до +12,2 % при среднем значении 7,3 %.

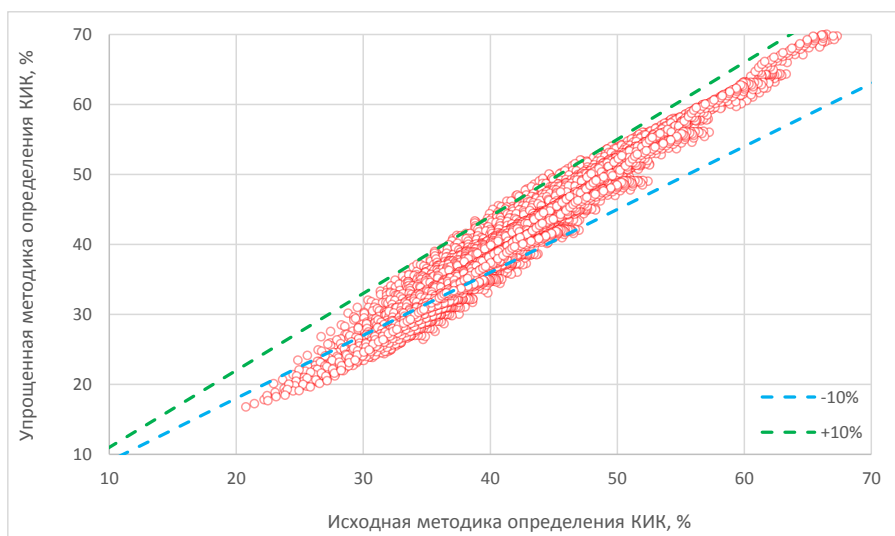


Рисунок 1.18 – График сопоставление величин технологических КИК, рассчитанных по исходной и упрощенной методикам

Для недонасыщенных залежей ($P_{пл.н} > P_{нач.конд}$) вычисление технологических КИК предлагается выполнять путем сложения коэффициентов извлечений конденсата, достигаемых при снижении пластового давления в диапазонах от начального до давления начала конденсации ($P_{нач.конд}$) и от давления начала конденсации до конечного пластового (формула 19)

$$КИК = КИК_1 + КИК_2 \quad (19)$$

где

$КИК_1$ - коэффициент извлечения конденсата при снижении давления от начального пластового до давления начала конденсации, д. ед.;

$КИК_2$ - коэффициент извлечения конденсата при снижении давления от давления начала конденсации до конечного пластового давления, д. ед.

Поскольку для недонасыщенных залежей в диапазоне пластовых давлений от начального до давления начала конденсации величина КИГ равна КИК, то определение последнего можно вычислить по формуле 20

$$КИК_1 = КИГ_1 = 1 - \frac{\left(\frac{P_{нач.конд}}{Z_{нач.конд}} - 0,101\right)}{\left(\frac{P_{пл.н}}{Z_{пл.н}} - 0,101\right)} \quad (20)$$

где

$КИГ_1$ - коэффициент извлечения газа при снижении давления от начального пластового до давления начала конденсации, д. ед.

$Z_{нач.конд}$ - коэффициент сверхсжимаемости газа при давлении начала конденсации, бр.

Значение коэффициента сверхсжимаемости газа для давления начала конденсации $Z_{\text{нач.конд}}$ определяется по алгоритму, согласно которому в Подсчете запасов рассчитан и обоснован коэффициент сверхсжимаемости газа для начальных термобарических условий.

Величина КИК, достигаемая при снижении пластового давления в диапазоне от давления начала конденсации до конечного пластового, сводится к формуле 21, аналогичной формуле 18

$$\text{КИК}_2 = \frac{\text{КИК}^* \cdot \text{КИГ}_2}{0,8} \quad (21)$$

где

КИГ_2 - коэффициент извлечения газа при снижении давления от давления начала конденсации до конечного пластового, д. ед.

$$\text{КИГ}_2 = \text{КИГ} - \text{КИГ}_1 \quad (22)$$

$$\alpha = \frac{P_{\text{нач.конд}}^{0,5}}{(T_{\text{пл}} - 273)^{0,2}} \quad (23)$$

Итоговое значение КИК для недонасыщенных залежей рассчитывается согласно формуле (19).

В общем виде блок-схема расчета технологических КИК для недонасыщенных залежей представлена на рисунке 1.19.

Результаты сопоставления упрощенных расчётов со значениями КИК, полученными в исходной методике, для разных горногеологических условий представлены на рисунке 1.20. Отклонения полученных результатов от значений, полученных при использовании исходной методики, варьируют от минус 18,0 % до +9,8 % при среднем значении 4,0 %.

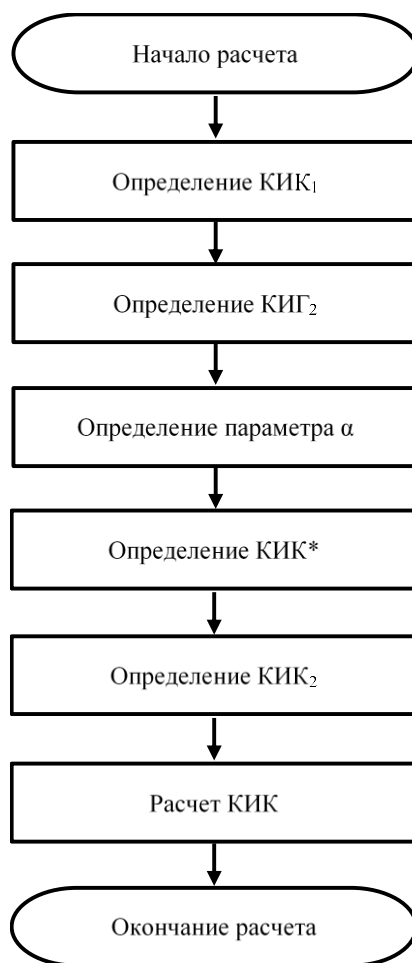


Рисунок 1.19 – Блок-схема расчёта конечных коэффициентов извлечения конденсата для недонасыщенных залежей

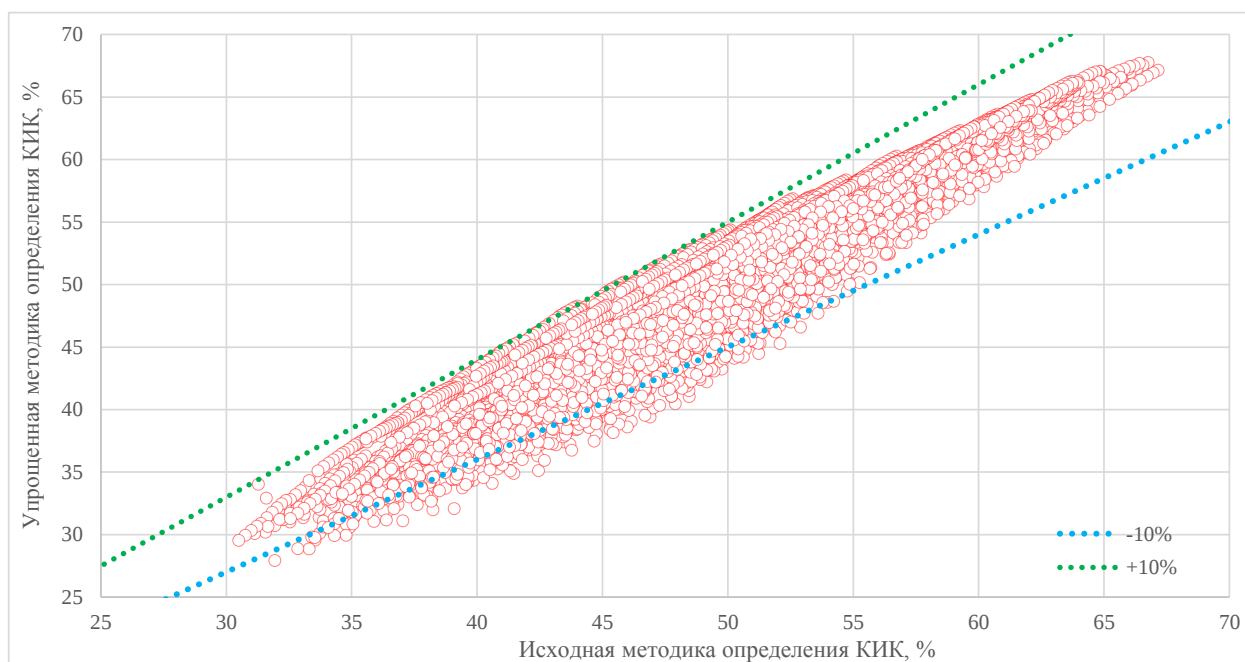


Рисунок 1.20 – График сопоставление величин технологических КИК, рассчитанных по исходной и упрощенной методикам

2 ПРИМЕР ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА И КОНДЕНСАТА

В данном разделе выполнены расчеты коэффициентов извлечения газа и конденсата по пластам Ильбокичского, Губкинского и Западно-Тамбейского месторождений согласно представленной методике.

Исходные данные по Ильбокичскому месторождению приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Исходная геолого-промысловая информация по Ильбокичскому месторождению

Параметры	Ед.изм.	Пласты		
		Б-VIII	Б-VIII-1	ВН-III-V
Начальное пластовое давление	МПа	27,0	26,5	28,1
Конечное устьевое давление	МПа	0,4	0,9	0,9
Средняя глубина залегания	м	2000	2200	2100
Пластовая температура	К	305	305	308
Средняя эффект. газонасыщ. мощность пласта	м	8,5	3,5	18,2
Начальный коэффициент сверхсжимаемости газа	д.ед.	0,862	0,862	0,909
Пористость	д.ед.	0,08	0,13	0,13
Потенциальное содержание конденсата	г/м ³	-	35,45	8,90

Определение проницаемости по пластам выполнено с использованием петрофизических зависимостей, представленных на рисунках 2.1-2.2.

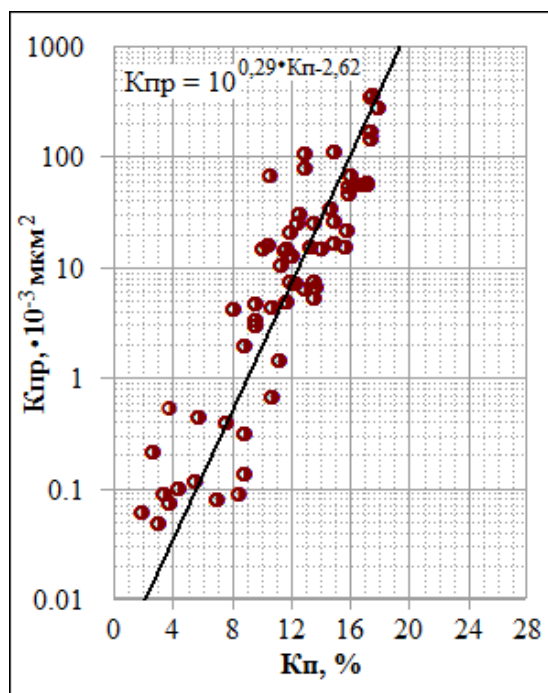


Рисунок 2.1 - Взаимосвязь коэффициента проницаемости с коэффициентом открытой пористости, установленная по результатам исследования керна для песчаников пласта Б-VIII-1. Ильбокичское месторождение

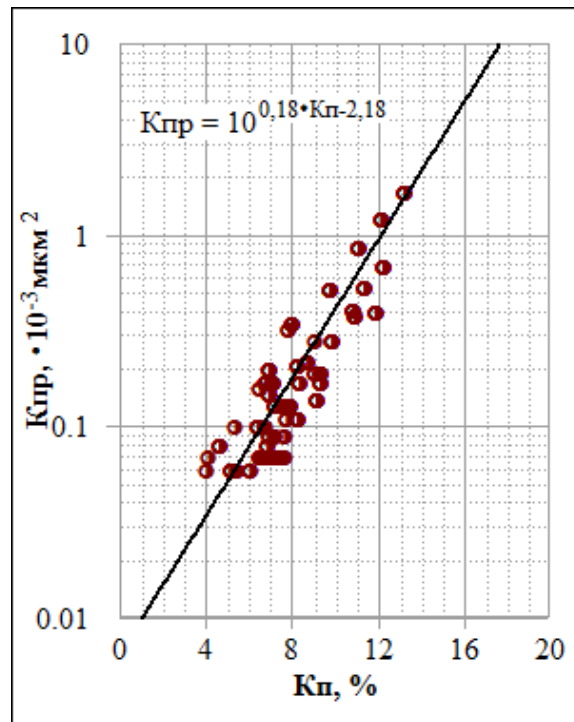


Рисунок 2.2 - Взаимосвязь коэффициента проницаемости с коэффициентом открытой пористости, установленная по результатам исследования керна для песчаников ванаварской свиты. Ильбокичское месторождение

Согласно приведенным зависимостям, для средних параметров пористости проницаемость составляет по пласту Б-VIII 0,5 мД, по пласту Б-VIII-1 13,6 мД, по пласту ВН-III-V 1,3 мД.

По формуле (4) вычисляем конечное забойное давление:

$$\text{по пласту Б-VIII } P_3 = 0,4 \cdot e^{\frac{0,114710 \cdot 2000}{305+293}} = 0,587 \text{ МПа};$$

$$\text{по пласту Б-VIII-1 } P_3 = 0,9 \cdot e^{\frac{0,083276 \cdot 2200}{305+293}} = 1,222 \text{ МПа};$$

$$\text{по пласту ВН-III-V } P_3 = 0,9 \cdot e^{\frac{0,083276 \cdot 2100}{308+293}} = 1,204 \text{ МПа}.$$

По формуле (7) вычисляем критический дебит:

$$\text{по пласту Б-VIII } Q_{кр} = \frac{293 \cdot 10,190 \cdot 0,587}{305} + 6,756 = 12,502 \text{ тыс. м}^3/\text{сут};$$

$$\text{по пласту Б-VIII-1 } Q_{кр} = \frac{293 \cdot 7,346 \cdot 1,222}{305} + 7,930 = 16,557 \text{ тыс. м}^3/\text{сут};$$

$$\text{по пласту ВН-III-V } Q_{кр} = \frac{293 \cdot 7,346 \cdot 1,204}{308} + 7,930 = 16,330 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}.$$

По формулам (8) – (9) определяем коэффициенты фильтрационного сопротивления:

по пласту Б-VIII

$$a = \frac{0,268 \cdot 305 - 47,676}{0,5 \cdot 8,5} = 7,970 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут});$$

$$b = \frac{0,340 \cdot 10^{-3} \cdot 305 - 0,0596}{0,5 \cdot 8,5} = 0,010327 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2.$$

по пласту Б-VIII-1

$$a = \frac{0,268 \cdot 305 - 47,676}{13,6 \cdot 3,5} = 0,710 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут});$$

$$b = \frac{0,340 \cdot 10^{-3} \cdot 305 - 0,0596}{13,6 \cdot 3,5} = 0,000920 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2.$$

по пласту ВН-III-V

$$a = \frac{0,268 \cdot 308 - 47,676}{1,3 \cdot 18,2} = 1,436 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут});$$

$$b = \frac{0,340 \cdot 10^{-3} \cdot 308 - 0,0596}{1,3 \cdot 18,2} = 0,001860 \text{ МПа}^2/(\text{тыс. м}^3/\text{сут})^2.$$

По формуле (12) вычисляем конечное пластовое давление для вертикальных скважин:

$$\text{по пласту Б-VIII } P_{\text{пл.к}} = (0,587^2 + 7,970 \cdot 12,502 + 0,010327 \cdot 12,502^2)^{0,5} = 10,080 \text{ МПа};$$

$$\text{по пласту Б-VIII-1 } P_{\text{пл.к}} = (1,222^2 + 0,710 \cdot 16,557 + 0,000920 \cdot 16,557^2)^{0,5} = 3,674 \text{ МПа};$$

$$\text{по пласту ВН-III-V } P_{\text{пл.к}} = (1,204^2 + 1,436 \cdot 16,330 + 0,001860 \cdot 16,330^2)^{0,5} = 5,039 \text{ МПа}.$$

По рисунку 1.7 определяем коэффициенты K_a , K_b , используемые для расчета конечного пластового давления горизонтальных скважин:

$$\text{по пласту Б-VIII } K_a = 0,684 \text{ бр}, K_b = 0,004 \text{ бр};$$

$$\text{по пласту Б-VIII-1 } K_a = 0,683 \text{ бр}, K_b = 0,004 \text{ бр};$$

$$\text{по пласту ВН-III-V } K_a = 0,687 \text{ бр}, K_b = 0,005 \text{ бр}.$$

По формуле (13) вычисляем конечное пластовое давление для горизонтальных скважин:

$$\text{по пласту Б-VIII } P_{\text{пл.к}} = (0,587^2 + 7,970 \cdot 0,684 \cdot 12,502 + 0,010327 \cdot 0,004 \cdot 12,502^2)^{0,5} = 8,279 \text{ МПа};$$

$$\text{по пласту Б-VIII-1 } P_{\text{пл.к}} = (1,222^2 + 0,710 \cdot 0,683 \cdot 16,557 + 0,000920 \cdot 0,004 \cdot 16,557^2)^{0,5} = 3,086 \text{ МПа};$$

$$\text{по пласту ВН-III-V } P_{\text{пл.к}} = (1,204^2 + 1,436 \cdot 0,687 \cdot 16,330 + 0,001860 \cdot 0,005 \cdot 16,330^2)^{0,5} = 4,191 \text{ МПа}.$$

По таблицам 1.9-1.10 определяем конечный коэффициент сверхсжимаемости газа:

- для вертикальных скважин:

$$\text{по пласту Б-VIII } Z_{\text{пл.к}} = 0,812 \text{ бр};$$

$$\text{по пласту Б-VIII-1 } Z_{\text{пл.к}} = 0,870 \text{ бр};$$

$$\text{по пласту ВН-III-V } Z_{\text{пл.к}} = 0,834 \text{ бр};$$

- для горизонтальных скважин:

$$\text{по пласту Б-VIII } Z_{\text{пл.к}} = 0,823 \text{ бр};$$

по пласту Б-VIII-1 $Z_{пл.к}=0,890$ бр;

по пласту ВН-III-V $Z_{пл.к}=0,857$ бр.

По формуле (14) вычисляем КИГ:

- для вертикальных скважин:

$$\text{по пласту Б-VIII КИГ}_{\text{верт}} = 1 - \frac{\frac{10,080}{0,812} - 0,101}{\frac{27,000}{0,862} - 0,101} = 0,60 \text{ д. ед.};$$

$$\text{по пласту Б-VIII-1 КИГ}_{\text{верт}} = 1 - \frac{\frac{3,674}{0,870} - 0,101}{\frac{26,500}{0,862} - 0,101} = 0,87 \text{ д. ед.};$$

$$\text{по пласту ВН-III-V КИГ}_{\text{верт}} = 1 - \frac{\frac{5,039}{0,834} - 0,101}{\frac{28,10}{0,909} - 0,101} = 0,81 \text{ д. ед.};$$

- для горизонтальных скважин:

$$\text{по пласту Б-VIII КИГ}_{\text{гор}} = 1 - \frac{\frac{8,279}{0,823} - 0,101}{\frac{27,00}{0,862} - 0,101} = 0,68 \text{ д. ед.};$$

$$\text{по пласту Б-VIII-1 КИГ}_{\text{гор}} = 1 - \frac{\frac{3,086}{0,890} - 0,101}{\frac{26,500}{0,862} - 0,101} = 0,89 \text{ д. ед.};$$

$$\text{по пласту ВН-III-V КИГ}_{\text{гор}} = 1 - \frac{\frac{5,039}{0,857} - 0,101}{\frac{28,100}{0,909} - 0,101} = 0,84 \text{ д. ед.}$$

Определение конечных коэффициентов извлечения конденсата выполнено с использованием формул (17) - (18).

По формуле (17) вычисляем коэффициент α :

$$\text{по пласту Б-VIII-1 } \alpha = \frac{26,5^{0,5}}{(305-273)^{0,2}} = 2,58 \text{ МПа}^{0,5}/\text{К}^{0,2};$$

$$\text{по пласту ВН-III-V } \alpha = \frac{28,1^{0,5}}{(308-273)^{0,2}} = 2,60 \text{ МПа}^{0,5}/\text{К}^{0,2}.$$

По рисунку 1.13 определяем КИК($\text{КИГ}=0,8$):

$$\text{по пласту Б-VIII-1 КИК}_{(\text{КИГ}=0,8)} = 0,52;$$

$$\text{по пласту ВН-III-V КИК}_{(\text{КИГ}=0,8)} = 0,53.$$

По формуле (18) вычисляем КИК:

- для вертикальных скважин:

$$\text{по пласту Б-VIII-1 КИК}_{\text{верт}} = \frac{0,52 \cdot 0,87}{0,8} = 0,56 \text{ д. ед.};$$

$$\text{по пласту ВН-III-V КИК}_{\text{верт}} = \frac{0,53 \cdot 0,81}{0,8} = 0,54 \text{ д. ед.};$$

- для горизонтальных скважин:

$$\text{по пласту Б-VIII-1 КИК}_{\text{гор}} = \frac{0,52 \cdot 0,89}{0,8} = 0,58 \text{ д. ед.};$$

$$\text{по пласту ВН-III-V КИК}_{\text{гор}} = \frac{0,53 \cdot 0,84}{0,8} = 0,56 \text{ д. ед.}$$

Аналогичные расчеты выполнены для пластов Губкинского и Западно-Тамбейского месторождений. Исходные данные для расчетов указанных месторождений представлены в таблицах 2.2-2.3, полученные результаты – в таблицах 2.4-2.5.

Таблица 2.2 - Исходная геолого-промысловая информация по Губкинскому месторождению

Параметры	Ед.изм.	Пласт ПК ₁
Начальное пластовое давление	МПа	7,63
Конечное устьевое давление	МПа	0,4
Средняя глубина залегания	м	688
Пластовая температура	К	294
Средняя эффект. газонасыщ. мощность пласта	м	31,8
Начальный коэффициент сверхсжимаемости газа	д.ед.	0,870
Коэффициент фильтрационного сопротивления а	МПа ² /(тыс.м ³ /сут)	0,00166
Коэффициент фильтрационного сопротивления b	МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²	0,00000217

Таблица 2.4 - Результаты расчетов по оценке технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата. Губкинское месторождение

Наименование	Ед.изм.	Пласт ПК ₁
Конечное забойное давление	МПа	0,46
Критический дебит	тыс.м ³ /сут	11,4
Конечное пластовое давление для вертикальных скважин	МПа	0,48
Коэффициент K _а	бр	0,691
Коэффициент K _б	бр	0,006
Конечное пластовое давление для горизонтальных скважин	МПа	0,47
Конечный коэффициент сверхсжимаемости газа для вертикальных скважин	бр	0,992
Конечный коэффициент сверхсжимаемости газа для горизонтальных скважин	бр	0,993
КИГ (вертикальные скважины)	д.ед.	0,96
КИГ (горизонтальные скважины)	д.ед.	0,96

Таблица 2.3 - Исходная геолого-промысловая информация по Западно-Тамбейскому месторождению

Параметры	Ед.изм.	Пласты								
		ПК ₁	ПК ₅	ПК ₁₀	ХМ ₁ ⁰	ХМ ₁	ХМ ₂	ХМ ₃	ХМ ₅	ТП ₁
Начальное пластовое давление	МПа	10,2	12,7	15,6	16,1	16,6	17,0	17,3	18,2	18,5
Конечное устьевое давление	МПа	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,9
Средняя глубина залегания	м	956	1250	1538	1588	1605	1643	1695	1769	1816
Пластовая температура	К	293	302	312	313	314	315	317	319	321
Средняя эффект. газонасыщ. мощность пласта	м	5,8	3,7	6,1	4,9	4,0	7,5	3,9	1,4	4,6
Начальный коэффициент сверхсжимаемости газа	д.ед.	0,810	0,805	0,810	0,812	0,817	0,835	0,838	0,832	0,820
Пористость	д.ед.	0,34	0,28	0,27	0,27	0,25	0,27	0,26	0,24	0,20
Потенциальное содержание конденсата	г/м ³	-	-	-	-	-	-	-	-	17

Продолжение таблицы 2.3

Параметры	Ед.изм.	Пласты								
		ТП ₁ ¹	ТП ₃ ⁰	ТП ₃	ТП ₄	ТП ₅ ⁰	ТП ₅	ТП ₉	ТП ₁₀	ТП ₁₂
Начальное пластовое давление	МПа	18,5	19,5	19,4	19,6	20,4	20,2	21,3	21,8	22,7
Конечное устьевое давление	МПа	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Средняя глубина залегания	м	1828	1892	1917	1952	1985	2025	2134	2180	2235
Пластовая температура	К	321	323	324	325	326	328	331	333	335
Средняя эффект. газонасыщ. мощность пласта	м	3,4	5,2	4,6	2,8	6,0	5,5	4,1	7,2	5,3
Начальный коэффициент сверхсжимаемости газа	д.ед.	0,815	0,820	0,820	0,819	0,821	0,820	0,825	0,827	0,835
Пористость	д.ед.	0,20	0,20	0,20	0,19	0,22	0,22	0,19	0,20	0,19
Потенциальное содержание конденсата	г/м ³	17	30	35	42	48	56	77	86	96

Окончание таблицы 2.3

Параметры	Едизм.	Пласты						
		ТП ₁₂ ¹	ТП ₁₃	ТП ₁₄	ТП ₂₂	БЯ ₈	БЯ ₁₀	Ач ₄
Начальное пластовое давление	МПа	22,5	23,1	23,3	26,2	26,8	27,2	34,7
Конечное устьевое давление	МПа	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Средняя глубина залегания	м	2256	2305	2329	2642	2691	2721	3238
Пластовая температура	К	335	337	338	348	350	351	368
Средняя эффект. газонасыщ. мощность пласта	м	6,6	14,0	8,0	14,0	7,0	4,0	14,6
Начальный коэффициент сверхсжимаемости газа	д.ед.	0,836	0,837	0,840	0,869	0,882	0,885	0,991
Пористость	д.ед.	0,17	0,20	0,19	0,18	0,17	0,19	0,16
Потенциальное содержание конденсата	г/м ³	100	110	115	136	136	136	110

[illegible]

Продолжение таблицы 2.5

Наименование	Ед.изм.	Пласты								
		ТП ₁ ¹	ТП ₃ ⁰	ТП ₃	ТП ₄	ТП ₅ ⁰	ТП ₅	ТП ₉	ТП ₁₀	ТП ₁₂
Проницаемость	мД	29,9	29,9	29,9	18,8	70,5	70,5	18,8	29,9	18,8
Конечное забойное давление	МПа	1,15	1,16	1,17	1,17	1,18	1,18	1,20	1,20	1,21
Критический дебит	тыс.м ³ /сут	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7	15,7
Коэффициент фильтрационного сопротивления а	МПа ² /(тыс.м ³ /сут)	0,38	0,25	0,29	0,75	0,09	0,10	0,53	0,19	0,42
Коэффициент фильтрационного сопротивления b	МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²	0,0004886	0,0003239	0,0003686	0,0009682	0,0001212	0,0001340	0,0006877	0,0002497	0,0005456
Конечное пластовое давление для вертикальных скважин	МПа	2,71	2,31	2,43	3,66	1,70	1,75	3,16	2,13	2,87
Коэффициент К _а	бр	0,683	0,683	0,683	0,683	0,684	0,683	0,683	0,684	0,683
Коэффициент К _б	бр	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004
Конечное пластовое давление для горизонтальных скважин	МПа	2,32	2,01	2,10	3,06	1,55	1,58	2,67	1,88	2,45
Конечный коэффициент сверхсжимаемости газа для вертикальных скважин	бр	0,922	0,936	0,933	0,899	0,959	0,959	0,920	0,950	0,931
Конечный коэффициент сверхсжимаемости газа для горизонтальных скважин	бр	0,934	0,946	0,944	0,915	0,965	0,964	0,932	0,957	0,942
КИГ (вертикальные скважины)	д.ед.	0,87	0,90	0,89	0,83	0,93	0,93	0,87	0,92	0,89
КИГ (горизонтальные скважины)	д.ед.	0,89	0,91	0,91	0,86	0,94	0,94	0,89	0,93	0,91
Коэффициент α	МПа ^{0,5} /К ^{0,2}	1,98	2,02	2,01	2,01	2,04	2,02	2,05	2,06	2,09
КИК _(КИГ=0,8)	д.ед.	0,548	0,539	0,536	0,532	0,528	0,523	0,510	0,504	0,498
КИК (вертикальные скважины)	д.ед.	0,60	0,61	0,60	0,55	0,62	0,61	0,55	0,58	0,55
КИК (горизонтальные скважины)	д.ед.	0,61	0,62	0,61	0,57	0,62	0,61	0,57	0,59	0,56

Окончание таблицы 2.5

Наименование	Едизм.	Пласты						
		ТП ₁₂ ¹	ТП ₁₃	ТП ₁₄	ТП ₂₂	БЯ ₈	БЯ ₁₀	Ач ₄
Проницаемость	мД	6,9	29,9	18,8	11,5	13,6	68,4	5,6
Конечное забойное давление	МПа	1,21	1,22	1,22	1,27	1,28	1,28	1,35
Критический дебит	тыс.м ³ /сут	15,7	15,7	15,7	15,8	15,8	15,8	15,8
Коэффициент фильтрационного сопротивления а	МПа ² /(тыс.м ³ /сут)	0,93	0,10	0,29	0,28	0,49	0,17	0,62
Коэффициент фильтрационного сопротивления b	МПа ² /(тыс.м ³ /сут) ²	0,0011948	0,0001317	0,0003683	0,0003637	0,0006257	0,0002185	0,0007990
Конечное пластовое давление для вертикальных скважин	МПа	4,04	1,77	2,46	2,48	3,07	2,09	3,45
Коэффициент К _а	бр	0,684	0,686	0,684	0,686	0,684	0,683	0,686
Коэффициент К _б	бр	0,004	0,005	0,004	0,005	0,004	0,004	0,005
Конечное пластовое давление для горизонтальных скважин	МПа	3,38	1,61	2,14	2,16	2,62	1,86	2,93
Конечный коэффициент сверхсжимаемости газа для вертикальных скважин	бр	0,903	0,963	0,944	0,950	0,939	0,961	0,946
Конечный коэффициент сверхсжимаемости газа для горизонтальных скважин	бр	0,917	0,968	0,952	0,957	0,948	0,966	0,953
КИГ (вертикальные скважины)	д.ед.	0,84	0,94	0,91	0,92	0,90	0,93	0,90
КИГ (горизонтальные скважины)	д.ед.	0,87	0,94	0,92	0,93	0,91	0,94	0,91
Коэффициент α	МПа ^{0,5} /К ^{0,2}	2,08	2,09	2,09	2,16	2,17	2,18	2,37
КИК _(киг=0,8)	д.ед.	0,496	0,492	0,490	0,481	0,481	0,480	0,484
КИК (вертикальные скважины)	д.ед.	0,52	0,58	0,56	0,55	0,54	0,56	0,54
КИК (горизонтальные скважины)	д.ед.	0,54	0,58	0,57	0,56	0,55	0,56	0,55

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе «Методических рекомендаций по оценке технологических КИГ и КИК для разведываемых газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений», выполненных в 2017 г, а также с учетом рекомендаций по их рассмотрению Экспертно-технического совета ФБУ «ГКЗ», в настоящей работе подготовлен упрощенный вариант определения технологических КИГ и КИК с использованием графических и табличных материалов.

Представленная методика включает в себя следующие упрощения:

- при определении минимального забойного давления выполнено усреднение свойства газа для различных термобарических условий;
- для определения критического дебита по выносу жидкости разработаны эмпирические зависимости, позволяющие свести нахождение критического дебита по выносу жидкости к табличной и численной форме определения;
- коэффициенты фильтрационных сопротивлений предлагается принимать по осредненным результатам интерпретации газодинамических исследований скважин, а при их отсутствии – исходя из проводимости и температуры пласта по формулам, полученным для усреднённых свойств газа;
- конечное пластовое давление для горизонтальных скважин предлагается определять с учетом дополнительных поправок на коэффициенты фильтрационных сопротивлений;
- коэффициент сверхсжимаемости для конечного пластового давления предлагается определять по таблицам или рисункам, построенным для усредненных составов.

Для оценки погрешностей, возникающих в результате упрощений, в пояснительной записке представлены сопоставления значений параметров, определяемых по исходной и упрощенной методикам, анализ которых свидетельствует об удовлетворительной сходимости методик. В пояснительной записке также приведены примеры определения технологических КИГ и КИК разработанной упрощенной методикой, пластов Ильбокичского, Губкинского и Западно-Тамбейского месторождений.

Настоящая методика определяет алгоритм оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата из газовых, газоконденсатных, нефтегазоконденсатных и шельфовых месторождений, при их открытии и на стадии разведки до согласования и утверждения технической схемы разработки месторождений полезных ископаемых ЦКР Роснедра по УВС. Кроме того, методика может использоваться при постановке на Государственный баланс запасов УВ новых залежей на разрабатываемых месторождениях.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Методика расчета кривой потенциального содержания конденсата

При отсутствии экспериментальных данных об изменении кривой потенциального содержания конденсата в пластовом газе ($П_{C5+}$) и коэффициента извлечения конденсата при разработке залежи в режиме истощения, возможно использование ниже приведённых корреляций для определения этих параметров. Корреляция построена с использованием информации экспериментальных PVT исследований различных физических образцов реальных пластовых смесей из 58 залежей углеводородов, приуроченных к 11 месторождениям Западной и Восточной Сибири.

Приведённые корреляции применимы для пластовых газов с потенциальным содержанием конденсата от 1,5 до 400 г/м³ и пластовых давлений в диапазоне от 0,1 до 55 МПа.

Для использования данных корреляций необходимо иметь начальное потенциальное содержание конденсата (г/м³), начальное пластовое давление (МПа) и пластовую температуру (°К).

На рисунке А.1 приведена зависимость относительной плотности газа от его потенциального содержания. Данный способ определения относительной плотности газа является упрощённым методом, использование которого возможно при отсутствии лабораторных исследований.

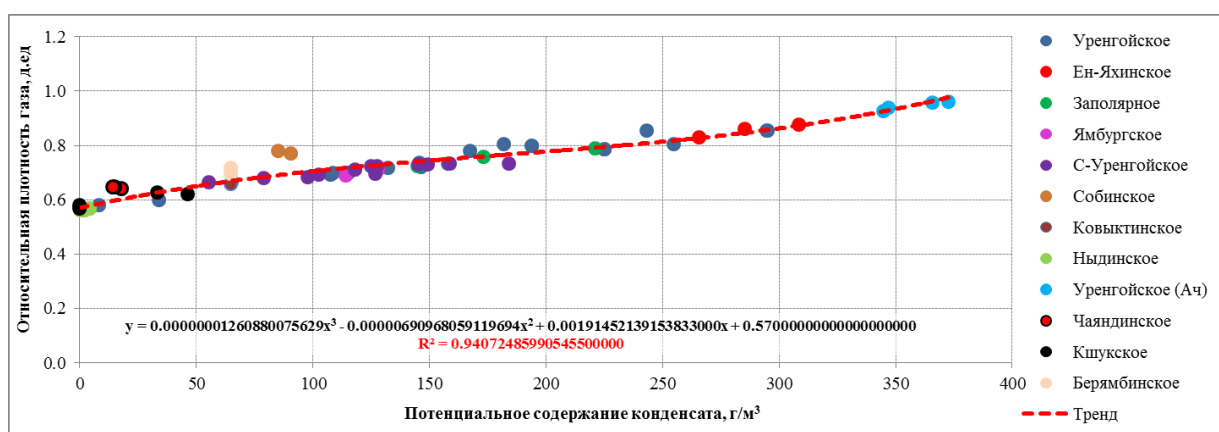


Рисунок А.1 - Зависимость относительной плотности газа от потенциального содержания конденсата

Для определения динамики изменения потенциального содержания конденсата в процессе разработки необходимо воспользоваться зависимостями, представленными на рисунках А.2-А.6.

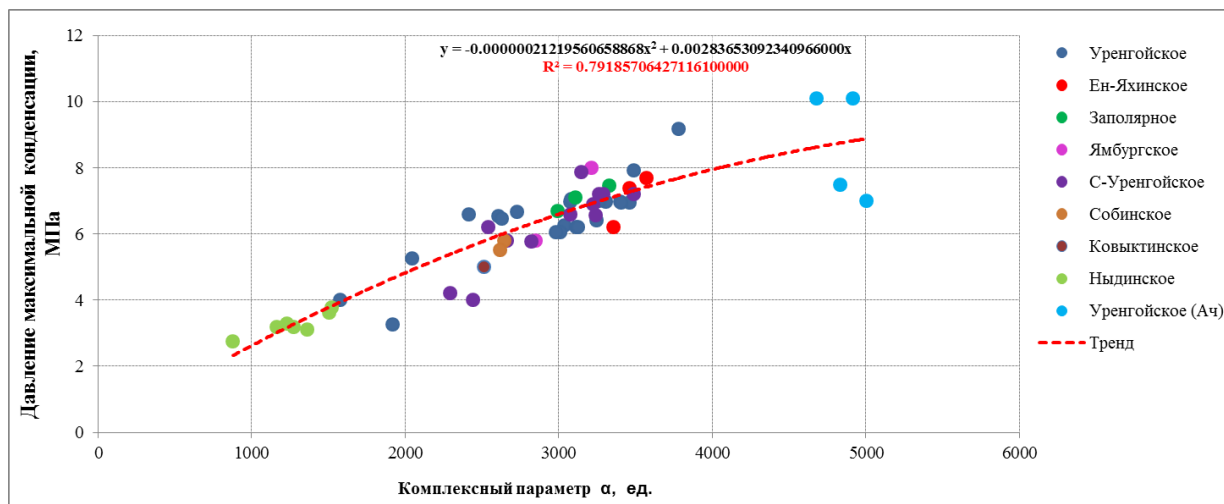


Рисунок А.2 – Корреляция для определения давления максимальной конденсации

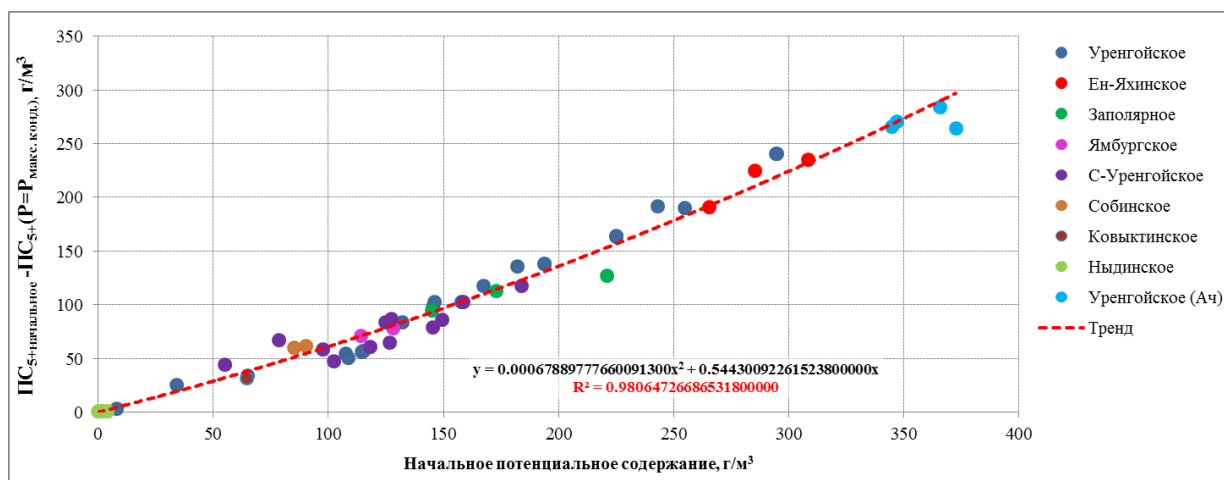


Рисунок А.3 – Корреляция для определения конденсатосодержания газа при давлении максимальной конденсации от начального потенциального содержания конденсата

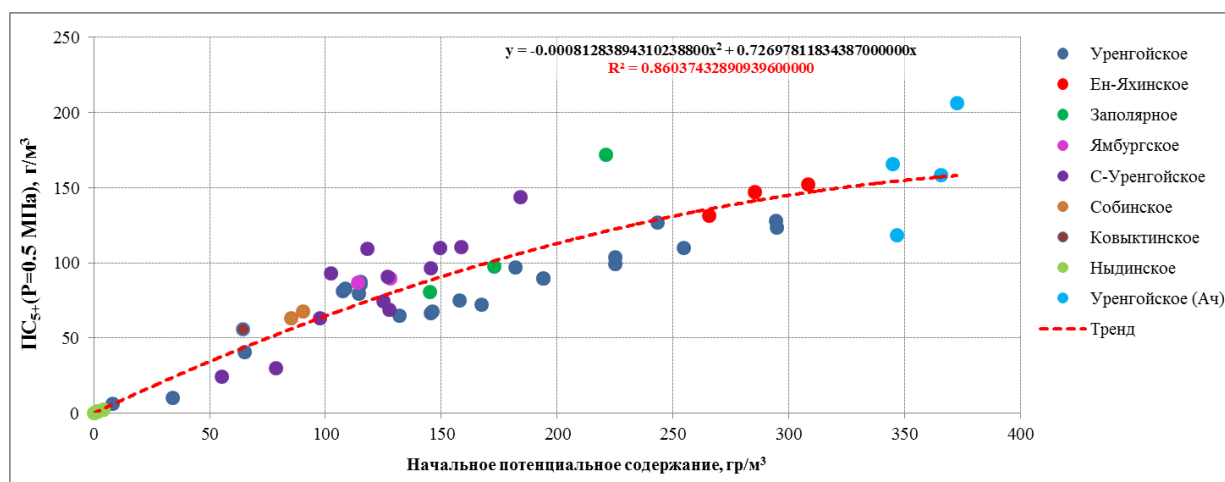


Рисунок А.4 – Корреляция для определения конденсатосодержания газа при давлении 0,5 МПа

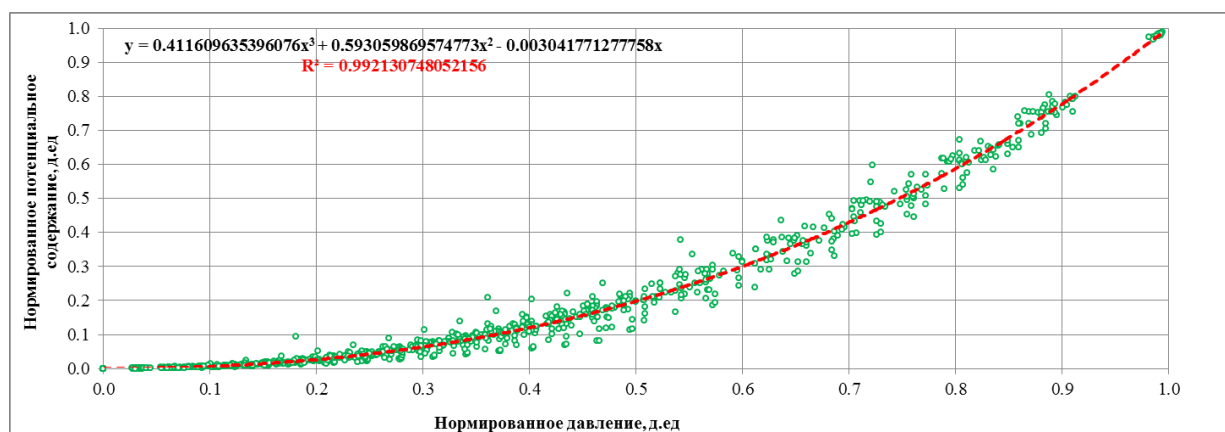


Рисунок А.5 – Нормированная кривая изменения потенциального содержания в пластовом газе (участок от P=0,5 МПа до P_{макс. конд.})

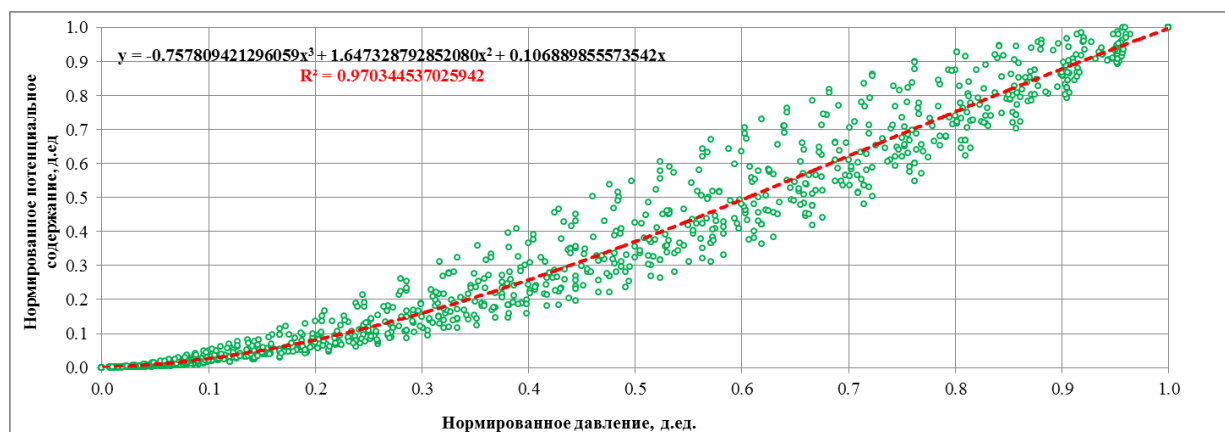


Рисунок А.6 – Нормированная кривая изменения потенциального содержания в пластовом газе (участок от P_{пл} до P_{макс. конд.})

При определении давления максимальной конденсации пластового газа комплексный параметр α определяется согласно уравнению

$$\alpha = (P_{\text{насыщения}})^{0,5} \cdot (PC_{5+\text{начальное}})^{0,1} \cdot T_{\text{пл}}, \quad (\text{A.1})$$

где $T_{\text{пл}}$ – начальная пластовая температура, $^{\circ}\text{K}$;

$P_{\text{насыщения}}$ – давление насыщения, МПа;

PC_{5+} – начальное потенциальное содержание конденсата, г/м^3 .

Масштабирование нормированных кривых изменения потенциального содержания конденсата от нормированного давления, представленных на рисунках А.5-А.6, должно производиться с использованием уравнений (А.2) - (А.4) при снижении давления от начального пластового до давления максимальной конденсации, и уравнений (А.5) – (А.7) на участке от давления максимальной конденсации и ниже.

$$P_{\text{норм.}} = \frac{P - P_{\text{макс.конд.}}}{P_{\text{насыщения}} - P_{\text{макс.конд.}}} \quad (\text{A.2})$$

$$PC_{5+ \text{ норм.}} = \frac{PC_{5+} - PC_{5+ \text{ макс. конд.}}}{PC_{5+ \text{ начальное}} - PC_{5+ \text{ макс. конд.}}} \quad (\text{A.3})$$

$$PC_{5+} = PC_{5+ \text{ норм.}} \cdot (PC_{5+ \text{ начальное}} - PC_{5+ \text{ макс. конд.}}) + PC_{5+ \text{ макс. конд.}} \quad (\text{A.4})$$

$$P_{\text{норм.}} = \frac{P_{\text{макс.конд.}} - P}{P_{\text{макс.конд.}} - 0,5} \quad (\text{A.5})$$

$$PC_{5+ \text{ норм.}} = \frac{PC_{5+} - PC_{5+ \text{ макс. конд.}}}{PC_{5+ P=0.5 \text{ МПа}} - PC_{5+ \text{ макс. конд.}}} \quad (\text{A.6})$$

$$PC_{5+} = PC_{5+ \text{ норм.}} \cdot (PC_{5+ P=0.5 \text{ МПа}} - PC_{5+ \text{ макс. конд.}}) + PC_{5+ \text{ макс. конд.}} \quad (\text{A.7})$$

где $P_{\text{норм.}}$ – нормализованная величина давления, д. ед.;

$P_{\text{насыщения}}$ – давление насыщения, МПа;

$P_{\text{макс.конд.}}$ – давление максимальной конденсации, МПа;

$PC_{5+ \text{ норм.}}$ – нормализованная величина потенциального содержания конденсата, д. ед.;

$PC_{5+ \text{ начальное}}$ – потенциальное содержание конденсата при начальном пластовом давлении, г/м^3 ;

$PC_{5+ \text{ макс. конд.}}$ – потенциальное содержание конденсата при давлении максимальной конденсации, г/м^3 ;

$PC_{5+P=0.5 \text{ МПа}}$ – потенциальное содержание конденсата при давлении равном 0,5 МПа, г/м^3 .

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Методы определения свойств пластового газа

Расчёт свойств газа в процессе проводимых расчетов осуществлялся с использованием корреляционных зависимостей представленных в уравнениях (Б.1)-(Б.21).

Определение вязкости газа производилось по полуэмпирической зависимости (Б.1), полученной в работе [8], при условии отсутствия сернистых соединений в газе.

$$\mu_g = 10^{-4} \cdot K \cdot \exp \left[X \cdot \left(\frac{\rho_g}{1000} \right)^Y \right], \quad (\text{Б.1})$$

где

$$K = \frac{(9,4 + 0,02 \cdot M_g) \cdot (1,8 \cdot T)^{1,5}}{(209 + 19 \cdot M_g + 1,8 \cdot T)}, \quad (\text{Б.2})$$

$$M_g = 28,97 \cdot \bar{\rho}_g, \quad (\text{Б.3})$$

$$X = 3,5 + \left(\frac{547,8}{T} \right) + 0,01 \cdot M_g, \quad (\text{Б.4})$$

$$Y = 2,4 - 0,2 \cdot X, \quad (\text{Б.5})$$

где μ_g – динамическая вязкость газа, мПа·с;

Y , K и X – коэффициенты уравнения;

ρ_g – плотность газа при пластовом давлении и пластовой температуре, кг/м³;

M_g – молекулярный вес газовой смеси, г/моль;

T – пластовая температура, °К;

$\bar{\rho}_g$ – относительная плотность газа, бр.

Пересчёт относительной плотности в абсолютную плотность для конкретных термобарических условий производится с использованием уравнения (Б.6)

$$\rho_g = 3,5 \cdot 10^{-3} \bar{\rho}_g \frac{P}{ZT}, \quad (\text{Б.6})$$

где ρ_g – абсолютная плотность газа, кг/м³;

$\bar{\rho}_g$ – относительная плотность газа, бр.;

P – давление газа, Па;

Z – коэффициент сверхсжимаемости, бр.;

T – абсолютная температура газа, °К.

Расчёт коэффициента сверхсжимаемости для газа производился согласно корреляции Беггса и Брилла [9]. Данная корреляция соответствует диаграмме Стэндинга и Каца для коэффициента сверхсжимаемости, представленной в работе [10].

$$Z = A + \frac{1-A}{e^B} + C \cdot P_{pr}^D \quad (\text{Б.7})$$

где,

$$A = 1.39 \cdot (T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36 \cdot T_{pr} - 0.101 \quad (\text{Б.8})$$

$$B = (0.62 - 0.23 \cdot T_{pr}) \cdot P_r + \left(\frac{0.066}{T_{pr}-0.86} - 0.037 \right) \cdot P_{pr}^2 + \frac{0.32 \cdot P_{pr}^6}{10^E} \quad (\text{Б.9})$$

$$E = 9 \cdot (T_{pr} - 1) \quad (\text{Б.10})$$

$$D = 10^F \quad (\text{Б.11})$$

$$F = 0.3106 - 0.49 \cdot T_{pr} + 0.1824 \cdot T_{pr}^2 \quad (\text{Б.12})$$

$$C = 0.132 - 0.32 \cdot \lg(T_{pr}) \quad (\text{Б.13})$$

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad (\text{Б.14})$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (\text{Б.15})$$

В свою очередь, псевдокритические параметры для природного газа (уравнения (Б.15) - (Б.16)) и для газоконденсатной смеси (уравнения (А.17) - (А.18)) определяются в соответствии с эмпирическими зависимостями, представленными в работах [10], [11]:

Природный газ:

$$T_{pc} = \frac{(168+325 \cdot \bar{\rho}_g - 12,5 \cdot \bar{\rho}_g^2)}{1,8}, \quad (\text{Б.16})$$

$$p_{pc} = 0,0689 \cdot (677 + 15 \cdot \bar{\rho}_g - 37,5 \cdot \bar{\rho}_g^2). \quad (\text{Б.17})$$

Газоконденсатный газ:

$$T_{pc} = \frac{(187+330 \cdot \bar{\rho}_g - 71,5 \cdot \bar{\rho}_g^2)}{1,8}, \quad (\text{Б.18})$$

$$p_{pc} = 0,0689 \cdot (706 - 51,7 \cdot \bar{\rho}_g - 11,1 \cdot \bar{\rho}_g^2). \quad (\text{Б.19})$$

где $\bar{\rho}_g$ – относительная плотность газа, бр.;

При известном составе газа, расчёт псевдокритических параметров осуществляется исходя из значений критических параметров отдельных компонентов по формулам

$$P_{pc} = \sum x_i \cdot P_{ci}, \quad (\text{Б.20})$$

$$T_{pc} = \sum x_i \cdot T_{ci}. \quad (\text{Б.21})$$

где x_i – мольная i-го компонента в газе;

P_{ci} – критическое давление i-го компонента, бар;

T_{ci} – критическая температура i-го компонента, °К.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Принятое в методике упрощение уравнения притока

Общий вид уравнения притока, выраженного через фильтрационные коэффициенты a и b имеет следующий вид [4]:

$$P_{\text{пл}}^2 - P_3^2 = aQ + bQ^2 \quad (\text{B.1})$$

где,

$$a = \frac{\mu \cdot Z \cdot P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{\text{ст}}} \cdot \ln \left(\frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} \right); \quad (\text{B.2})$$

$$b = \frac{\rho_{\text{ст}} \cdot Z \cdot P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{\text{ст}}} \left(\frac{1}{r_{\text{с}}} - \frac{1}{R_{\text{к}}} \right) \quad (\text{B.3})$$

С учётом того, что радиус скважины значительно меньше радиуса контура питания представленное уравнение (B.3) для фильтрационного коэффициента b можно записать в виде [12]:

$$b = \frac{\rho_{\text{ст}} \cdot Z \cdot P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}}}{2 \cdot \pi^2 \cdot l \cdot h^2 \cdot T_{\text{ст}}} \cdot \frac{1}{r_{\text{с}}} \quad (\text{B.4})$$

С целью упрощения проводимых расчетов, уравнение B.4 можно представить в аналогичном фильтрационному коэффициенту a зависящему от параметра Kh виде [13]:

$$b = \frac{\mu \cdot Z \cdot P_{\text{ст}} \cdot T_{\text{пл}}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{\text{ст}}} \cdot D \quad (\text{B.5})$$

$$D = \frac{k \rho_{\text{ст}}}{2 \pi l h r_{\text{с}} \mu} \quad (\text{B.6})$$

где

- μ - коэффициент вязкости, мПа·с;
- Z - коэффициент сверхсжимаемости газа, д.ед.;
- $P_{\text{ст}}$ - значение стандартного давления, МПа;
- $T_{\text{ст}}$ - значение стандартной температуры, К;
- $T_{\text{пл}}$ - значение пластовой температуры, К;
- k - проницаемость пласта, мкм²;
- l - параметр макрошероховатости пласта, мкм;

В процессе расчета постоянными величинами приняты следующие элементы уравнения:

- D - 0.00001 сут/ м³
 r_c - радиус скважины, принят 0,1 м.
 R_k - радиус контура питания, принят 500 м.

Для упрощения формулы (В.2) по определению коэффициента, а, выполнена объединение мало влияющих и постоянных членов уравнения в единый коэффициент K_1 (В.7).

Далее для учета изменяющихся свойств газа построена таблица В.1, характеризующая изменение коэффициента K_1 от термобарических условий в диапазоне забойных давлений от 0.2 до 5 МПа. Данный диапазон обоснован получаемыми забойными давлениями при критических величинах дебитов.

$$K_1 = \frac{\mu \cdot Z \cdot P_{ст}}{\pi \cdot T_{ст}} \cdot \ln \left(\frac{R_k}{R_c} \right) \quad (В.7)$$

Таблица В.1 –Значение коэффициента K_1 для различных термобарических условий

Давление забойное, МПа	Коэф. $K_1 \cdot 10^3$							
	Температура, °К							
	293.16	313.16	333.16	353.16	373.16	393.16	413.16	433.16
0.2	10.130	10.830	11.518	12.194	12.860	13.515	14.160	14.795
0.4	10.107	10.810	11.500	12.178	12.846	13.502	14.149	14.785
0.6	10.048	10.754	11.448	12.129	12.799	13.458	14.106	14.744
0.8	10.042	10.751	11.448	12.131	12.803	13.463	14.113	14.752
1	10.038	10.750	11.449	12.135	12.809	13.470	14.121	14.762
2	10.021	10.751	11.465	12.164	12.849	13.521	14.180	14.828
3	10.015	10.762	11.492	12.206	12.904	13.587	14.256	14.911
4	10.018	10.782	11.528	12.257	12.968	13.663	14.342	15.004
5	10.033	10.812	11.572	12.315	13.039	13.746	14.435	15.105

Подставляя усредненные по давлению значения коэффициента K_1 в уравнение В.2, можно получить расчётные значения фильтрационного коэффициента а, соответствующие продуктивным пластам с различной величиной проводимости (таблица В.2).

Таблица В.2 – Значения фильтрационного коэффициента a , при различной проводимости пласта

Пластовая температура, °K	Значения фильтрационного коэффициента a , при различной величине kh (мД·м), МПа ² ·сут/тыс.м ³					
	0.1	1	10	100	1000	10000
293	341.0135	34.1013	3.4101	0.3410	0.0341	0.0034
313	390.6496	39.0650	3.9065	0.3906	0.0391	0.0039
333	443.0934	44.3093	4.4309	0.4431	0.0443	0.0044
353	498.2653	49.8265	4.9827	0.4983	0.0498	0.0050
373	556.0817	55.6082	5.5608	0.5561	0.0556	0.0056
393	616.4703	61.6470	6.1647	0.6165	0.0616	0.0062
413	679.3627	67.9363	6.7936	0.6794	0.0679	0.0068
433	744.6980	74.4698	7.4470	0.7447	0.0745	0.0074

Далее используя постоянное значение коэффициента D равное 0.00001 сут/м³ по формуле (В.5), рассчитывается фильтрационный коэффициент b (таблица В.3) по формуле (В.8).

$$b = \frac{a \cdot D}{\ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)} \quad (\text{В.8})$$

Таблица В.3 – Значения фильтрационного коэффициента b , при различной проводимости пласта

Пластовая температура, °K	Значения фильтрационного коэффициента b , при различной величине kh (мД·м), (МПа·сут/тыс.м ³) ²					
	0.1	1	10	100	1000	10000
293	0.400382	0.040038	0.004004	0.000400	0.000040	0.000004
313	0.458660	0.045866	0.004587	0.000459	0.000046	0.000005
333	0.520234	0.052023	0.005202	0.000520	0.000052	0.000005
353	0.585011	0.058501	0.005850	0.000585	0.000059	0.000006
373	0.652893	0.065289	0.006529	0.000653	0.000065	0.000007
393	0.723795	0.072380	0.007238	0.000724	0.000072	0.000007
413	0.797637	0.079764	0.007976	0.000798	0.000080	0.000008
433	0.874347	0.087435	0.008743	0.000874	0.000087	0.000009

Графический вид полученных таблиц В.2-В.3 представлен на рисунках В.1-В.2, из которых видно, что результаты расчёта можно аппроксимировать функцией вида $y=C \cdot x^{-n}$ зависящей от температуры (рисунки В.3-В.4).

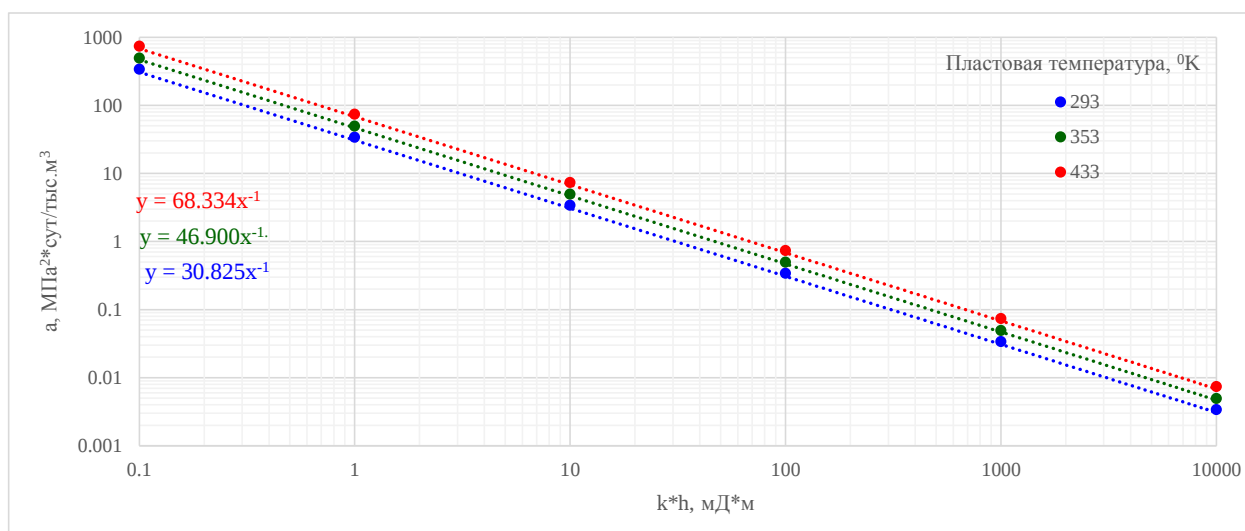


Рисунок В.1 – Зависимость фильтрационного коэффициента а от параметра проводимости пласта

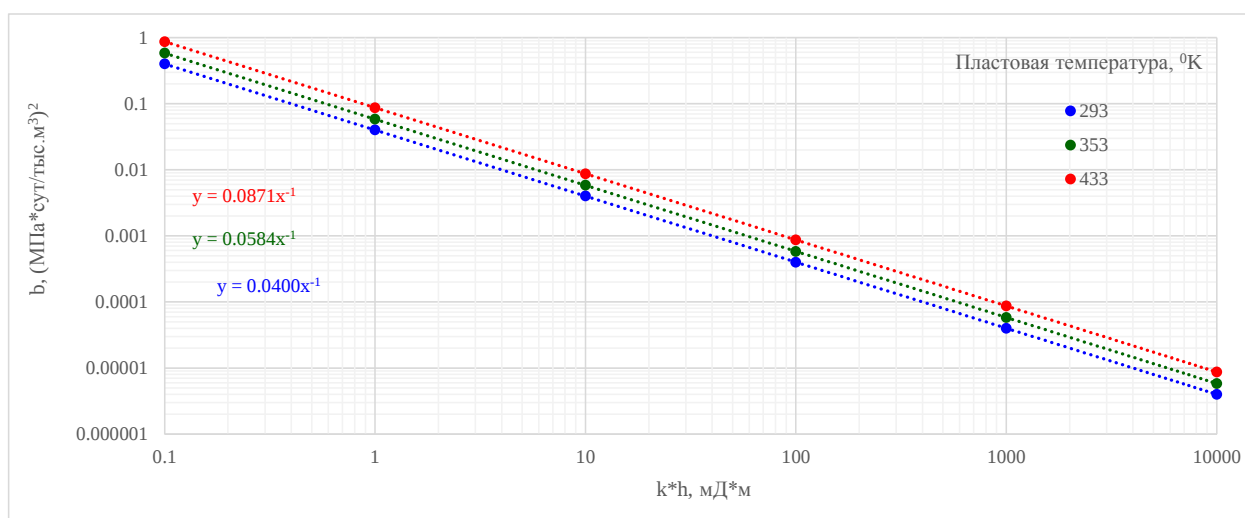


Рисунок В.2 – Зависимость фильтрационного коэффициента б от параметра проводимости пласта

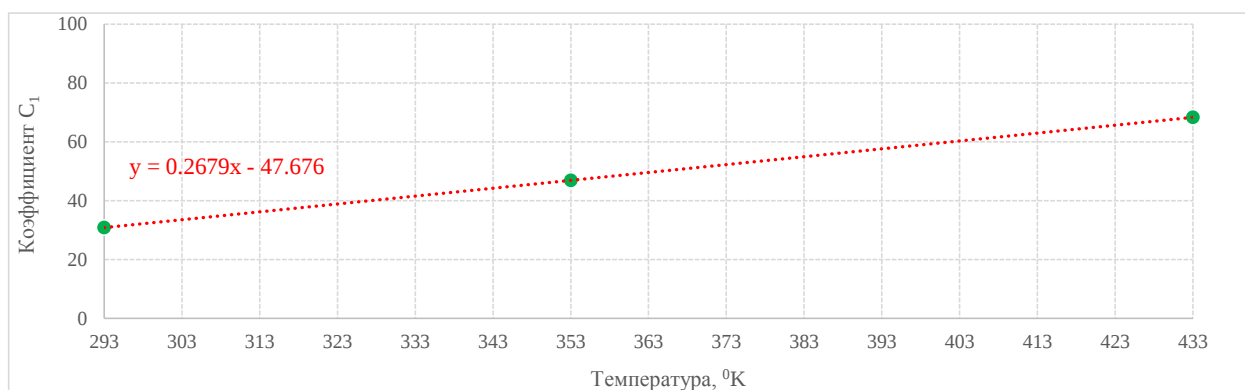


Рисунок В.3 – Зависимость коэффициента пропорциональности в уравнении фильтрационного коэффициента а

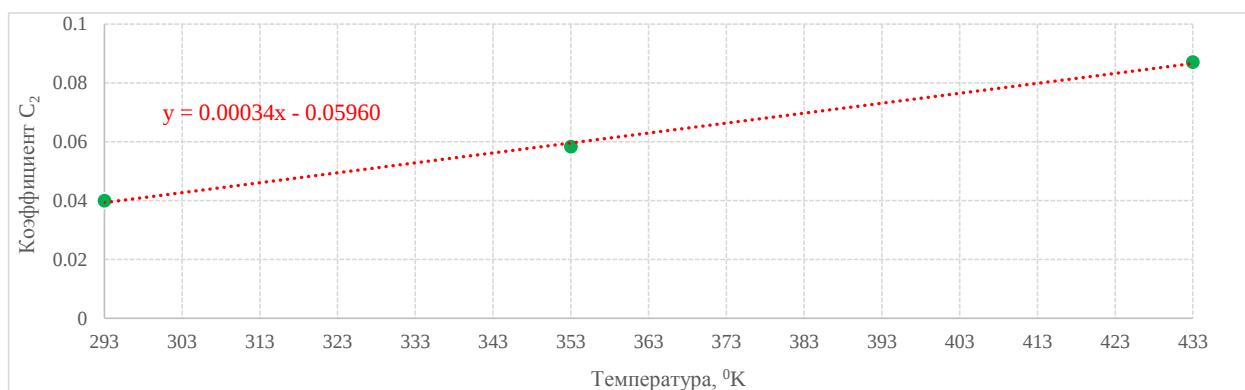


Рисунок В.4 – Зависимость коэффициента пропорциональности в уравнении фильтрационного коэффициента b

В итоге зависимости для фильтрационных коэффициентов a и b примут следующий вид:

$$a = \frac{0,268 \cdot T_{\text{пл}} - 47,676}{k \cdot h} \quad (\text{В.8})$$

$$b = \frac{0,00034 \cdot T_{\text{пл}} - 0,05960}{k \cdot h} \quad (\text{В.9})$$

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждена приказом Минприроды России от 01.11.2013 № 477).
- 2 Временные методические рекомендации по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья (утверждены распоряжением Минприроды России № 12-р от 18.05.2016) – М., 2016.
- 3 Протокол заседания секции углеводородного сырья Экспертно-технического совета Федерального бюджетного учреждения «Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых» от 11.12.2017.
- 4 Р Газпром 086-2010 Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин М.: ОАО «Газпром», 2011.
- 5 ГОСТ 30319.1-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.
- 6 ГОСТ 30319.2-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о плотности при стандартных условиях и содержании азота и диоксида углерода.
- 7 ГОСТ 30319.3-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе.: М.: Стандартиформ, 2016.
- 8 Lee A.L., Gonzales M.H., Eakin B.E.: «Viscosity of natural gases», JPT (August 1966), Trans., AIME. 237.
- 9 J. Brill, H. Beggs: «Two-phase flow in pipes», University of Tulsa, 1978.
- 10 Standing M.H., Katz D.L.: «Density of natural gases», Trans, AIME, (1942).
- 11 Standing M.B.: «Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems», Society of petroleum engineers of AIME, Dallas, 1981.
- 12 Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М., «Подземная гидромеханика», М.: Недра, 1993.
- 13 SPE-143-PA, The predict of gas-well performance including the effect of non-darcy flow, G.W. Swift, JPT, 1962.