

**ВРЕМЕННАЯ МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
КОЭФФИЦИЕНТОВ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ГАЗА И КОНДЕНСАТА
ПРИ ОТКРЫТИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ЗАЛЕЖЕЙ НА
РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ)
И НА ЭТАПЕ РАЗВЕДКИ**

Тюмень 2018

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».

1 Область применения

Настоящая временная 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.

Положения настоящей временной методики не распространяются на коллектора трещиноватого типа.

2 Нормативные ссылки

В настоящей временной методике использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 30319.1-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Общие положения.

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.

ГОСТ 30319.3-2015 Газ природный. Методы расчета физических свойств. Вычисление физических свойств на основе данных о компонентном составе.

ГОСТ Р 54910-2012 Залежи газоконденсатные и нефтегазоконденсатные. Характеристики углеводородов газоконденсатные. Термины и определения.

ГОСТ Р 55415-2013 Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки.

3 Термины и определения

В настоящей временной методике использованы следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 газоконденсатная залежь: Залежь, содержащая смесь углеводородных и неуглеводородных компонентов в газообразном состоянии при начальных пластовых давлении и температуре, из которой при снижении давления ниже давления конденсации выделяется жидкая углеводородная фаза – насыщенный газовый конденсат.

3.2 давление начала конденсации: Давление, при котором в процессе изотермического расширения пластового газа начинается выделение жидкой фазы – нестабильного конденсата.

[ГОСТ Р 54910-2012, пункт 2.21]

3.3 извлекаемые запасы: Часть геологических запасов, которая может быть добыта из залежи (месторождения) за весь срок разработки в рамках оптимальных проектных решений с использованием современных технических средств и технологий добычи при соблюдении требований по охране недр и окружающей среды.

[Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, пункт 5]

3.4 конденсат (газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей): Смесь углеводородных C_{5+} и неуглеводородных компонентов, находящихся при начальных термобарических условиях в растворенном состоянии в пластовом газе и переходящих в жидкое состояние при снижении давления ниже давления начала конденсации.

[ГОСТ Р 54910-2012, пункт 2.7]

3.5 коэффициент извлечения газа: Отношение извлекаемых запасов сухого газа к его геологическим запасам.

3.6 коэффициент извлечения конденсата газового стабильного из недр: Отношение извлекаемых запасов конденсата газового стабильного к геологическим запасам конденсата газового стабильного.

[Р Газпром 086-2010, пункт 3.1.26 [3]]

3.7 насыщенная газоконденсатная система: Углеводородная система, давление начала конденсации которой равно пластовому давлению.

[Р Газпром 086-2010, пункт 3.1.34 [3]]

3.8 недонасыщенная газоконденсатная система: Углеводородная система, давление начала конденсации которой ниже пластового давления.

[Р Газпром 086-2010, пункт 3.1.35 [3]]

3.9 пластовые потери конденсата: Количество конденсата, выделившегося в залежи из пластового газа при изотермическом снижении давления ниже давления начала конденсации.

[ГОСТ Р 54910-2012, пункт 2.23]

3.10 пластовый газ: Пластовый флюид, содержащий горючий газ и конденсат, находящийся в пластовых условиях в газообразном состоянии.

[ГОСТ Р 54910-2012, пункт 2.10]

3.11 потенциальное содержание конденсата в газе: Содержание компонентов C_{5+} в газе, выраженное в $г/м^3$ пластового газа, газа сепарации, сухого газа.

[ГОСТ Р 54910-2012, пункт 2.24]

3.12 разведываемые месторождения (залежи): Месторождения (залежи), на которых проводятся геологоразведочные работы, в том числе может осуществляться добыча в рамках проекта пробной эксплуатации залежи, месторождения или эксплуатация отдельных скважин.
[Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов, пункт 27]

3.13 скважина: Горно-техническое сооружение, включающее цилиндрическую горную выработку большой протяженности и малого диаметра, обсаженную одной или несколькими зацементированными колоннами труб, соединяющую продуктивные пласты с земной поверхностью, и оснащенное технологическим оборудованием для подъема извлекаемых из недр полезных ископаемых и попутных компонентов, нагнетания в пласт различных агентов, исследований пластов и пластовых флюидов, а также контроля и наблюдений за состоянием недр.
[ГОСТ Р 55415-2013, пункт 3.12]

3.14 стандартные условия: Температура 293,15 К и давление 0,101325 МПа, к которым приводят объемные характеристики газа (запасы, дебиты, отборы).
[ГОСТ Р 55415-2013, пункт 3.13]

3.15 сухой (пластовый) газ: Пластовый газ за вычетом содержащихся в нем углеводородов C_{5+} .
[ГОСТ Р 54910-2012, пункт 2.11]

4 Обозначения и сокращения

В настоящей временной методике используются следующие обозначения и сокращения:

бр. – безразмерная величина;

КИГ – коэффициент извлечения газа;

КИК – коэффициент извлечения конденсата;

ЦКР Роснедра по УВС – Центральная комиссия по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию

$P_{пл.к}$ – конечное пластовое давление, МПа;

P_3 – забойное давление, МПа;

L – глубина спуска НКТ, м;

$T_{пл}$ – пластовая температура, К;

$Q_{кр}$ – критический дебит газа при нормальных условиях, необходимый для полного выноса жидкости с забоя, тыс. м³/сут;

k – проницаемость пласта, мД;

h – эффективная газонасыщенная толщина пласта, м;

a – коэффициент фильтрационного сопротивления, МПа²·сут/тыс. м³;

b – коэффициент фильтрационного сопротивления, (МПа·сут/тыс. м³)²;

K_a – дополнительная поправка на коэффициент фильтрационного сопротивления a для горизонтальных скважин, бр.;

K_b – дополнительная поправка на коэффициент фильтрационного сопротивления b для горизонтальных скважин, бр.;

$P_{пл.н}$ – начальное пластовое давление, МПа;

$Z_{пл.н}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при начальных термобарических условиях, бр.;

$Z_{пл.к}$ – коэффициент сверхсжимаемости газа при конечных термобарических условиях, бр.;

$PC_{5+}^{нач}$ – начальное потенциальное содержание конденсата (C_{5+}) в сухом газе, г/м³;

$q^{пот}$ – значение потерь конденсата (C_{5+}) в сухом газе для конечного пластового давления, г/м³;

KIK^* – коэффициент извлечения конденсата при коэффициенте извлечения газа 0,8 д. ед.;

α – корреляционный параметр, МПа^{0,5}/К^{0,2};

KIK_1 – коэффициент извлечения конденсата при снижении давления от начального пластового до давления начала конденсации, д. ед.;

KIK_2 – коэффициент извлечения конденсата при снижении давления от давления начала конденсации до конечного пластового давления, д. ед.;

KIG_1 – коэффициент извлечения газа при снижении давления от начального пластового до давления начала конденсации, д. ед.;

KIG_2 – коэффициент извлечения газа при снижении давления от давления начала конденсации до конечного пластового давления, д. ед.;

$P_{нач.конд}$ – давление начала конденсации, МПа;

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

$KIG_{верт}$ – коэффициент извлечения газа для вертикальных скважин, д. ед.;

$KIG_{гор}$ – коэффициент извлечения газа для горизонтальных скважин, д. ед.;

$KIK_{верт}$ – коэффициент извлечения конденсата для вертикальных скважин, д. ед.;

$KIK_{гор}$ – коэффициент извлечения конденсата для горизонтальных скважин, д. ед.

5 Методика оценки технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата

5.1 Расчет технологического коэффициента извлечения газа

5.1.1 Конечное забойное давление скважин определяется:

- для газовых и нефтегазовых залежей по формуле (5.1) либо по таблице 5.1.

$$P_3 = 0,4 \cdot e^{\frac{0,114710 \cdot L}{T_{пл} + 293}} \quad (5.1)$$

- для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей по формуле (5.2) либо по таблице 5.2.

$$P_3 = 0,9 \cdot e^{\frac{0,083276 \cdot L}{T_{пл} + 293}} \quad (5.2)$$

- для морских (шельфовых) месторождений по формуле (5.3) либо по таблице 5.3.

$$P_3 = 2,0 \cdot e^{\frac{0,061208 \cdot L}{T_{пл} + 293}} \quad (5.3)$$

Таблица 5.1 – Значения конечных забойных давлений для газовых и нефтегазовых залежей

Глубина, м	P ₃ 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 5.2 – Значения конечных забойных давлений для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей

Глубина, м	P ₃ 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 5.3 – Значения конечных забойных давлений для морских (шельфовых) месторождений

Глубина, м	P _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

5.1.2 Критический дебит газа, необходимый для полного выноса жидкости с забоя, определяется:

- для газовых и нефтегазовых залежей по формуле (5.4) либо по таблице 5.4.

$$Q_{кр} = \frac{2987,140 \cdot P_3}{T_{пл}} + 6,756 \quad (5.4)$$

- для газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей по формуле (5.5) либо по таблице 5.5.

$$Q_{кр} = \frac{2153,568 \cdot P_3}{T_{пл}} + 7,930 \quad (5.5)$$

- для морских (шельфовых) месторождений по формуле (5.6) либо по таблице 5.6.

$$Q_{кр} = \frac{1725,188 \cdot P_3}{T_{пл}} + 10,754 \quad (5.6)$$

Таблица 5.4 – Значение критического дебита газа по выносу жидкости для газовых и нефтегазовых 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	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 5.5 - Значение критического дебита газа 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 5.6 – Значение критического дебита газа 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

5.1.3 Коэффициенты фильтрационных сопротивлений принимаются по результатам интерпретации газодинамических исследований скважин, а в случае их отсутствия определяются исходя из проводимости и температуры пласта по формулам (5.7) - (5.8)

$$a = \frac{0,268 \cdot T_{пл} - 47,676}{k \cdot h} \quad (5.7)$$

$$b = \frac{0,340 \cdot 10^{-3} \cdot T_{пл} - 0,0596}{k \cdot h} \quad (5.8)$$

5.1.4 Конечное пластовое давление в залежи определяется:

- для вертикальных скважин по формуле (5.9)

$$P_{пл.к} = (P_3^2 + aQ_{кр} + bQ_{кр}^2)^{0,5} \quad (5.9)$$

- для скважин с горизонтальным забоем длиной 500 м по формуле (5.10)

$$P_{пл.к} = (P_3^2 + aK_a Q_{кр} + bK_b Q_{кр}^2)^{0,5} \quad (5.10)$$

Дополнительные поправки K_a , K_b на коэффициенты фильтрационных сопротивлений определяются по графику, представленному на рисунке 5.1.

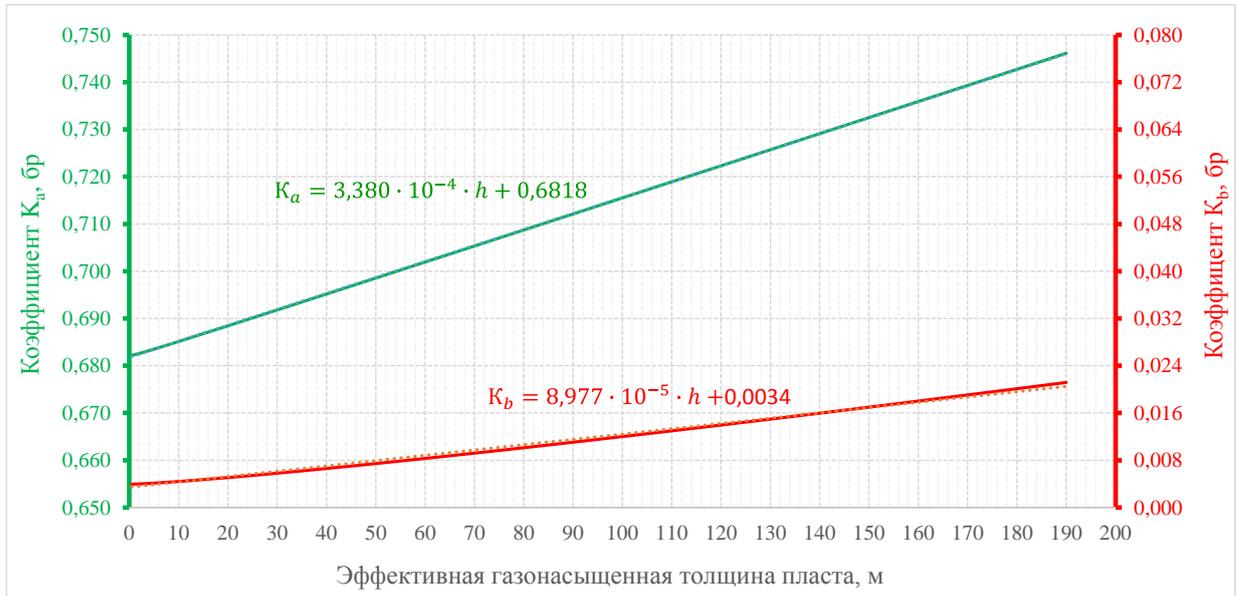


Рисунок 5.1 – График определения дополнительных поправок K_a , K_b на коэффициенты фильтрационных сопротивлений для скважин с горизонтальным забоем длиной 500 м

5.1.5 Технологический коэффициент извлечения газа рассчитывается по формуле (5.11)

$$\text{КИГ} = 1 - \frac{\left(\frac{P_{\text{пл.к}}}{Z_{\text{пл.к}}} - 0,101\right)}{\left(\frac{P_{\text{пл.н}}}{Z_{\text{пл.н}}} - 0,101\right)} \quad (5.11)$$

Значение коэффициента сверхсжимаемости для начального пластового давления принимается равным обоснованному в Подсчете запасов. Значение коэффициента сверхсжимаемости для конечного пластового давления $Z_{\text{пл.к}}$ определяется по таблицам 5.7, 5.8 или графикам на рисунках 5.2, 5.3.

Таблица 5.7 – Значения коэффициента сверхсжимаемости для конечного пластового давления

 $Z_{пл.к}$ ($PC_{5+}^{нач} < 25 \text{ г/м}^3$)

$P_{пл.к}$, 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 5.8 – Значения коэффициента сверхсжимаемости для конечного пластового давления

 $Z_{пл.к}$ ($PC_{5+}^{нач} > 25 \text{ г/м}^3$)

$P_{пл.к}$, 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

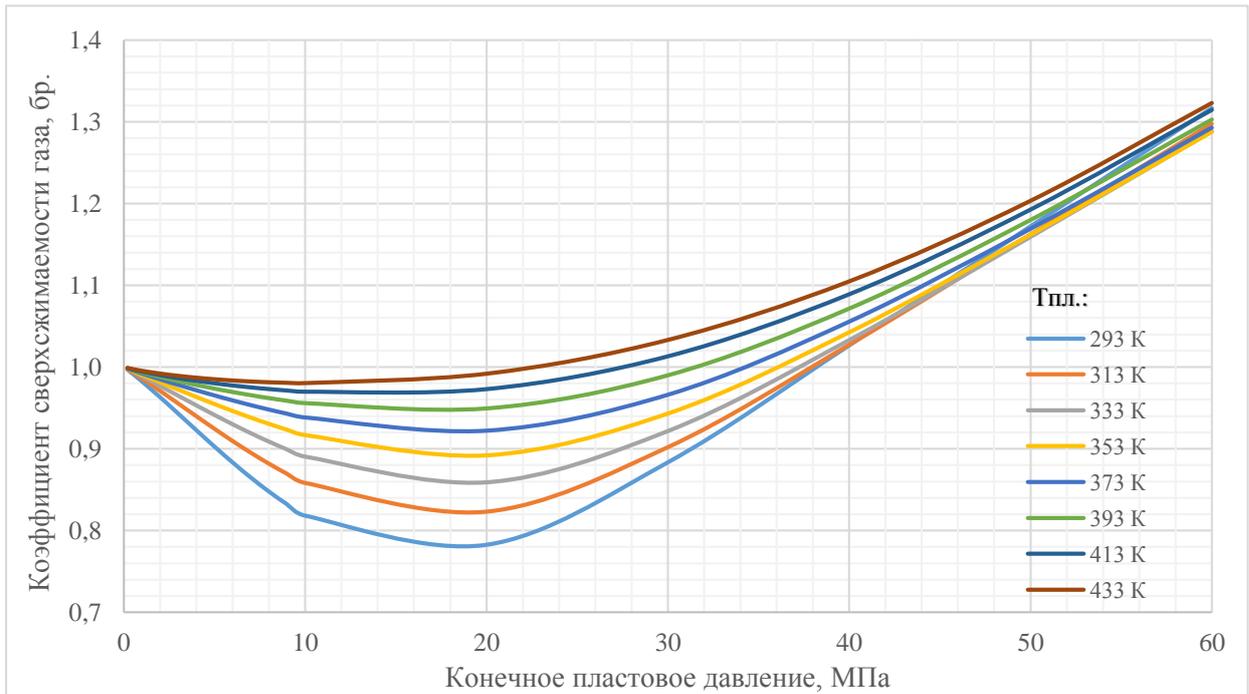


Рисунок 5.2 – График для определения коэффициента сверхсжимаемости для конечного пластового давления $Z_{пл.к}$ ($PS_{5+}^{нач} < 25 \text{ г/м}^3$)

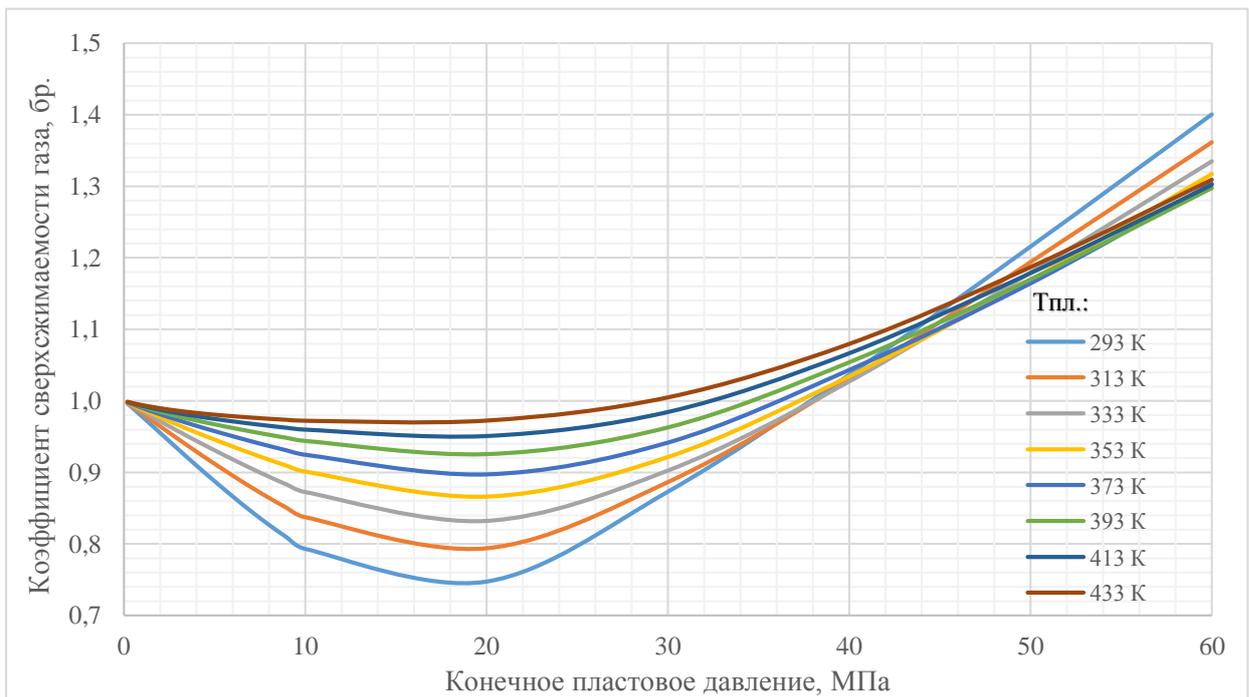


Рисунок 5.3 – График для определения коэффициента сверхсжимаемости для конечного пластового давления $Z_{пл.к}$ ($PS_{5+}^{нач} > 25 \text{ г/м}^3$)

5.2 Расчет технологического коэффициента извлечения конденсата

Технологический КИК определяется:

- при наличии фактических данных о начальном потенциальном содержании и лабораторной кривой потерь конденсата со снижением давления до $P_{пл.к}$ по формуле (5.12)

$$КИК = \frac{PC_{5+}^{нач} - q^{пот}}{PC_{5+}^{нач}} \quad (5.12)$$

- в случае отсутствия фактических данных для насыщенных газоконденсатных систем по формуле (5.13)

$$КИК = \frac{КИК^* \cdot КИГ}{0,8} \quad (5.13)$$

Значение $КИК^*$ от параметра α рассчитывается по эмпирическим зависимостям, представленным в виде номограмм на рисунке 5.4.

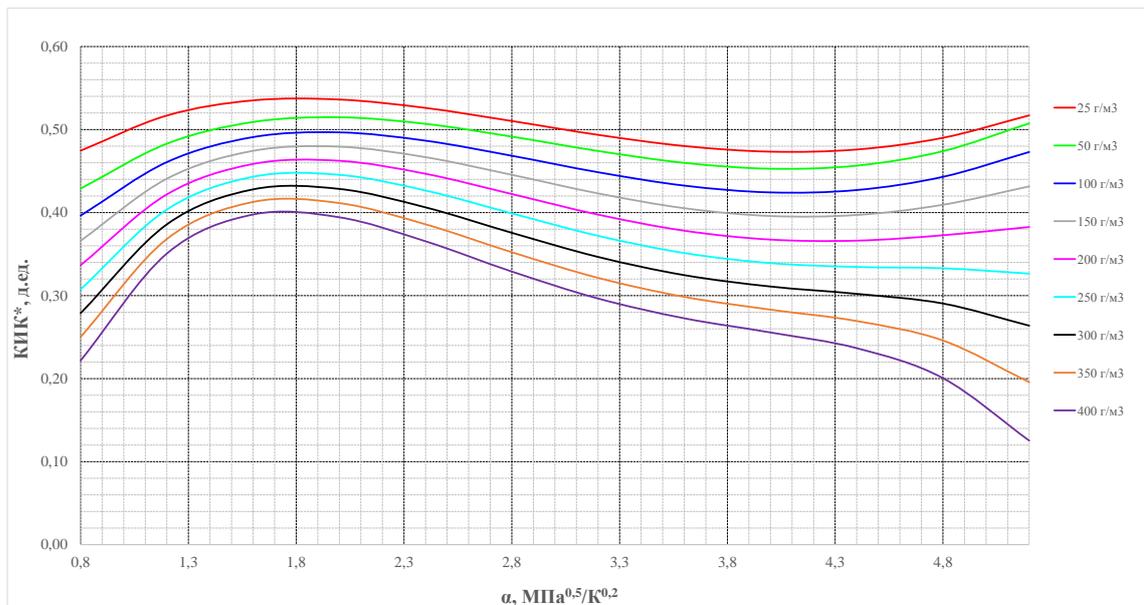


Рисунок 5.4 – Номограмма определения $КИК^*$

Параметр α рассчитывается по формуле (5.14)

$$\alpha = \frac{P_{пл.н}^{0,5}}{(T_{пл} - 273)^{0,2}} \quad (5.14)$$

- в случае отсутствия фактических данных для недонасыщенных газоконденсатных систем по формуле (5.15)

$$КИК = КИК_1 + КИК_2 \quad (5.15)$$

Коэффициент извлечения конденсата при снижении давления от начального пластового до давления начала конденсации рассчитывается по формуле (5.16)

$$\text{КИК}_1 = \text{КИГ}_1 = 1 - \frac{\left(\frac{P_{\text{нач.конд}}}{Z_{\text{нач.конд}}} - 0,101\right)}{\left(\frac{P_{\text{пл.н}}}{Z_{\text{пл.н}}} - 0,101\right)} \quad (5.16)$$

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.

Коэффициент извлечения конденсата при снижении давления от давления начала конденсации до конечного пластового давления рассчитывается по формуле (5.17)

$$\text{КИК}_2 = \frac{\text{КИК}^* \cdot \text{КИГ}_2}{0,8} \quad (5.17)$$

Значение КИК^* от параметра α рассчитывается по эмпирическим зависимостям, представленным в виде номограмм на рисунке 5.4.

Параметр α рассчитывается по формуле (5.18)

$$\alpha = \frac{P_{\text{нач.конд}}^{0,5}}{(T_{\text{пл}} - 273)^{0,2}} \quad (5.18)$$

Коэффициент извлечения газа при снижении давления от давления начала конденсации до конечного пластового рассчитывается по формуле (5.19)

$$\text{КИГ}_2 = \text{КИГ} - \text{КИГ}_1 \quad (5.19)$$

Приложение А

Пример определения технологических коэффициентов извлечения газа и конденсата для газоконденсатной залежи

Исходные данные

Начальное пластовое давление 26,5 МПа, конечное устьевое давление – 0,9 МПа, средняя глубина залегания залежи – 2200 м, средняя эффективная газонасыщенная толщина пласта – 3,5 м, пластовая температура 305 К, начальный коэффициент сверхсжимаемости газа – 0,862 д. ед., пористость – 0,13 д. ед., начальное потенциальное содержание стабильного конденсата - 35,45 г/м³.

Определение проницаемости по пласту выполнено с использованием петрофизической зависимости, представленной на рисунке А.1.

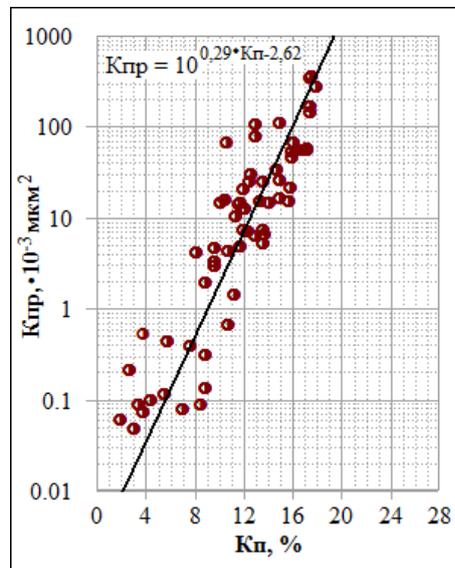


Рисунок А.1 - Взаимосвязь коэффициента проницаемости с коэффициентом открытой пористости, установленная по результатам исследования ядра для песчаников рассматриваемого пласта

Согласно приведенной зависимости, для средних параметров пористости проницаемость составляет по рассматриваемому пласту 13,6 мД.

Величина конечного забойного давления определяется по формуле (5.2) либо по таблице 5.2

$$P_3 = 0,9 \cdot e^{\frac{0,083276 \cdot 2200}{305 + 293}} = 1,222 \text{ МПа.}$$

Величина критического дебита по выносу жидкости с забоя скважины определяется по формуле (5.5) либо по таблице 5.5

$$Q_{кр} = \frac{2153,568 \cdot 1,222}{305} + 7,930 = 16,557 \text{ тыс. м}^3/\text{сут.}$$

Используя формулы (5.7) - (5.8), определяются коэффициенты фильтрационного сопротивления

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

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

Величина конечного пластового давления в залежи для вертикальных скважин определяется по формуле (5.9)

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

Для расчета величины конечного пластового давления в залежи для горизонтальных скважин определяются дополнительные поправки K_a , K_b на коэффициенты фильтрационных сопротивлений по рисунку 5.1

$$K_a = 0,683 \text{ бр, } K_b = 0,004 \text{ бр.}$$

Величина конечного пластового давления в залежи для горизонтальных скважин определяется по формуле (5.10)

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

Величина коэффициента сверхсжимаемости газа для конечного пластового давления определяется по таблице 5.8 или по рисунку 5.3

$$\text{- для вертикальных скважин } Z_{\text{пл.к}} = 0,870 \text{ бр;}$$

$$\text{- для горизонтальных скважин } Z_{\text{пл.к}} = 0,890 \text{ бр.}$$

Технологический коэффициент извлечения газа определяется по формуле (5.11)

$$\text{- для вертикальных скважин } \text{КИГ}_{\text{верт}} = 1 - \frac{\frac{3,674}{0,870} - 0,101}{\frac{26,50}{0,862} - 0,101} = 0,87 \text{ д. ед.};$$

$$\text{- для горизонтальных скважин } \text{КИГ}_{\text{гор}} = 1 - \frac{\frac{3,086}{0,890} - 0,101}{\frac{26,50}{0,862} - 0,101} = 0,89 \text{ д. ед.}$$

Определение технологического коэффициента извлечения конденсата выполняется с использованием формул (5.13) - (5.14).

Величина параметра α определяется по формуле (5.14)

$$\alpha = \frac{26,5^{0,5}}{(305 - 273)^{0,2}} = 2,58 \text{ МПа}^{0,5} / \text{К}^{0,2}.$$

Значение $\text{КИК}_{(\text{КИГ}=0,8)}$ от параметра α определяется по номограмме, представленной на рисунке 5.4

$$\text{КИК}_{(\text{КИГ}=0,8)} = 0,52 \text{ д. ед.}$$

Технологический коэффициент извлечения конденсата определяется по формуле (5.13)

$$\text{- для вертикальных скважин } \text{КИК}_{\text{верт}} = \frac{0,52 \cdot 0,87}{0,8} = 0,56 \text{ д. ед.};$$

$$\text{- для горизонтальных скважин } \text{КИК}_{\text{гор}} = \frac{0,52 \cdot 0,89}{0,8} = 0,58 \text{ д. ед.}$$

Библиография

[1] Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (утверждена приказом Минприроды России от 01.11.2013 г. № 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] Р Газпром 086-2010 Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин М.: ОАО «Газпром», 2011.