

*Никулин Т.О.*

*студент*

*Чекушина Т.В., Доцент, к.н.*

*Департамент Геологии, Горного И Нефтегазового Дела»*

*Научный руководитель: Чекушина Т.В., Доцент, к.н.*

*Российский Университет дружбы Народов*

**РАСЧЕТ И АНАЛИЗ ПРОГНОЗНЫХ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ  
РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО БУХАРСКОГО  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ «УЗБЕКИСТАН».**

*В данной работе выполнен прогноз основных показателей разработки (ОПР) в период постоянной и падающей добычи с 2012 по 2029 гг, в процессе осуществления которого возникла необходимость найти параметры средней скважины. Затем по результатам расчёта проведён сравнительный анализ полученных показателей по трем вариантам. Расчёт ОПР выполнен приближённым методом.*

*Актуальность темы исследования: Прогнозирование ОПР на завершающей стадии разработки необходимо для обоснования предлагаемых вариантов разработки месторождения и выбора оптимального из них с учётом технико-экономических показателей. С помощью прогнозирования мы можем определить влияние ввода и вывода скважин и изменения технологического режима на ОПР, примерную дату ввода дожимной компрессорной станции (ДКС) и её потребную мощность и др.*

***Цели исследования:***

- анализ текущего состояния разработки и уточнённый подсчёт запасов газа;*
- расчёт основных показателей разработки по трем вариантам до 2029 г.*

*Результаты и ключевые выводы:* По приближённому методу расчёта ОПР были рассчитаны варианты разработки ГКМ «Узбекистан» до 2029 г. В результате по основному (первому) рекомендуемому варианту был получен конечный КИГ, равный 93,65% и КИК – 24,87%, количество скважин - 57, Накопленная добыча газа – 48,56 млрд. м<sup>3</sup> и максимальная потребляемая мощность ДКС – 10,73 кВт.

*Ключевые слова:* основные показатели разработки, газоконденсатное месторождение, приближенный метод

*Nikulin T. O. student*

*Chekushina T. V., Associate Professor, Ph. D.*

*Department of Geology, Mining and Oil and Gas "*

*Supervisor: Chekushina T. V., Associate Professor, Ph. D.*

*Peoples' Friendship University of Russia*

**CALCULATION AND ANALYSIS OF THE FORECAST MAIN  
INDICATORS OF THE DEVELOPMENT OF THE BUKHARA GAS  
CONDENSATE FIELD "UZBEKISTAN".**

*In this paper, the forecast of the main development indicators (ERP) in the period of constant and falling production from 2012 to 2029 is made, in the process of which it became necessary to find the parameters of the average well. Then, based on the results of the calculation, a comparative analysis of the obtained indicators was carried out for three options. The ERP is calculated using an approximate method.*

*Relevance of the research topic: The forecast of ODA at the final stage of development is necessary to justify the proposed options for the development of the field and to choose the optimal one, taking into account technical and economic indicators. With the help of forecasting, we can determine the impact of well input and output and changes in the technological regime on the ERP,*

*the approximate date of commissioning of the booster compressor station (DCS) and its required capacity, etc.*

*Research objectives:*

*\* analysis of the current state of development and updated calculation of gas reserves;*

*\* calculation of the main development indicators for the three options until 2029.*

*Results and key conclusions: The options for the development of the GCM "Uzbekistan" until 2029 were calculated using the approximate method of calculating the ODA. As a result, according to the main (first) recommended option, the final CIG was obtained, equal to 93.65% and CFC-24.87%, the number of wells-57, the accumulated gas production – 48.56 billion. m3 and the maximum power consumption of the DCS is 10.73 kW.*

*Keywords: key development indicators, gas condensate field, approximate method*

Приближённый метод расчёта основных показателей разработки

Расчёт ОПР выполнен с помощью приближённого метода, который основан на системе из пяти уравнений:

1. Уравнение материального баланса, которое используется для определения средневзвешенного пластового давления:

$$(1) \frac{\bar{P}(t)}{Z[\bar{P}(t), T_{nl}]} = \frac{\bar{P}_{nln} \cdot V_n}{Z[\bar{P}_{nln}, T_{nl}] V(t)} - \frac{Q_{доб}(t) P_{ам} T_{nl}}{T_{cm} V(t)}$$

2. Уравнение притока газа к вертикальной или горизонтальной скважине:

$$(2) \bar{P}^2(t) - P_3^2(t) = a_{cp} Q(t) + b_{cp} Q^2(t)$$

3. Замыкающие соотношения, которыми являются критерии технологических режимов работы скважин:

$$\Delta P = \text{const} \quad (3)$$

$$v(t) = \text{const} \quad (4)$$

$$P_y(t) = \text{const} \quad (5)$$

$$P_3(t) = \text{const} \quad (6)$$

$$Q(t) = \text{const} \quad (7)$$

$$dP/dR = \text{const} \quad (8)$$

4. Уравнение движения газа по стволу скважины (формула Адамова):

$$(9) \quad P_y^2(t) = [P_3^2(t) - \theta_6 Q^2(t)] / e^{2S}$$

5. Уравнение, которое связывает годовые отборы, дебиты скважин и количество скважин:

$$(10) \quad n(t) = \frac{Q_{\text{год}}(t) \cdot K_p}{Q(t) \cdot K_s}$$

где:  $\bar{P}(t)$  – средневзвешенное текущее пластовое давление;

$P_3(t)$  – текущее забойное давление;

$P_y(t)$  – текущее устьевое давление;

$Z[\bar{P}(t), T_{\text{пл}}]$  и  $Z[\bar{P} \text{ пл. н.}, T_{\text{пл}}]$  – коэффициенты сверхсжимаемости при текущих и начальных условиях соответственно;

$Q_{\text{н.зап}}$  – начальные запасы газа;

$Q_{\text{доб}}(t)$  – добытое количество газа за время  $t$  с начала разработки;

$A_{\text{ср}}$  и  $B_{\text{ср}}$  – средневзвешенные коэффициенты фильтрационного сопротивления;

$Q(t)$  – текущий дебит проектных скважин.

Следует отметить, что приближённый метод позволяет определить только основные показатели разработки, да и то с определённой долей погрешности, которая возникает в связи с допущениями, принятыми при данном методе расчёта [1,2]:

– считается что отбор газа производится равномерно по всей площади залежи, откуда вытекает равномерность падения по площади залежи пластового давления и применения в расчётах его средневзвешенного по газоносному объёму значения;

- величина забойного давления принимается постоянной по всей длине зоны перфорации;
- коэффициенты фильтрационных сопротивлений принимаются постоянными на весь период расчёта, хотя это неверно, т.к. А и В изменяются постоянно, в связи с тем, что свойства флюида и пласта коллектора зависят от переменных термобарических условий в пласте [3];
- продвижение воды в газовую залежь считается одинаковым по всей залежи, вследствие принятия средневзвешенного пластового давления по газоносному объему;
- конструкции скважин и их дебиты принимаются одинаковыми по всему месторождению;
- величины устьевых давлений принимаются одинаковыми и независимыми от технического состояния оборудования скважин, состава добываемой продукции и др. [4]

Для определения основных показателей разработки в период постоянной добычи совместно решаем пять уравнений:

- уравнение истощения газовой залежи:

$$(11) \quad \frac{P_t}{Z_t} = \frac{P_H}{Z_H} \left( 1 - \frac{Q_{\text{доб.т}}}{Q_{\text{зап}}} \right)$$

- уравнение притока газа к забою газовой скважины:

$$(12) \quad P_t^2 - P_{3,t}^2 = A Q_{\text{ct}} + B Q_{\text{ct}}^2$$

- уравнение технологического режима скважины:

$$\Delta P = \text{const} \quad (13)$$

- уравнение связи годовой добычи газа и числа скважин:

$$(14) \quad n_{\text{ct}} = \frac{Q_t 10^6 K_p}{365 Q_{\text{ct}} K_3}$$

– давление на устье скважины определяется по формуле Адамова:

$$(15) \quad P_{\text{уст}} = \sqrt{\frac{P_3^2 - \Theta Q_{\text{ct}}^2}{\exp(2s)}}$$

В период падающей добычи определение средневзвешенного пластового давления из уравнения материального баланса (1) невозможно, т.к. годовые отборы, а, следовательно, и накопленная добыча газа в данный период неизвестны. Поэтому принимается условие известности количества скважин. Как правило, число скважин на прогнозный отрезок времени принимается постоянным и равным числу скважин на конец периода постоянной добычи [5,6].

Формула для определения годового отбора в период падающей добычи следующая:

$$Q_{\text{год}}(t) = \frac{(Q_{\text{ct-1}} + Q_{\text{ct}}) \cdot n(t) \cdot 365 \cdot K_s}{2 \cdot 10^6 \cdot K_p} \quad (16)$$

Далее расчет ведется по следующей схеме:

1. Определяется пластовое давление по уравнению материального баланса:

$$\frac{P_t}{Z_t} = \frac{P_H}{Z_H} \left( 1 - \frac{Q_{\text{доб.t}}}{Q_{\text{зап}}} \right) \quad (17)$$

2. По найденному значению  $P_{\text{пл}}$  и заданной депрессии на пласт (при технологическом режиме  $\Delta P = \text{const}$ ) определяется забойное давление;

3. Определяется дебит средней скважины по уравнению притока;

$$(18) \quad \bar{P}^2(t) - P_3^2(t) = a_{cp} Q(t) + b_{cp} Q^2(t)$$

4. Определяется устьевое давление по формуле Адамова:

$$P_{\text{уст}} = \sqrt{\frac{P_3^2 - \Theta Q_{\text{ct}}^2}{\exp(2s)}} \quad (19)$$

$$\lambda = \frac{1}{\left[ 2Lg \left( \frac{7,41D_{\text{ф.т}}}{2l} \right) \right]^2}$$

где: (20)

$$\Theta = \frac{0,0132\lambda Z_{\text{ср}}^2 T_{\text{ср}}^2 (e^{2s} - 1)}{D_{\text{ф.т}}^5 10^{10}}$$

(21)

$$s = \frac{0,03415\bar{\rho}H_c}{Z_{-p}T_{-p}}$$

где: (22)

среднее давление в скважине:

$$P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \left[ P_{\text{заб}} + \frac{P_{\text{уст}}^2}{(P_{\text{уст}} + P_{\text{заб}})} \right]$$

(23)

коэффициент сжимаемости при средних параметрах

$$Z_{\text{ср}} = \left[ 0,4Lg \left( \frac{T_{\text{ср}}}{T_{\text{кр}}} \right) + 0,73 \right]^{\left( \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{кр}}} \right)} + 0,1 \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{кр}}}$$

(24)

где:  $\bar{\rho}$  – относительная плотность газа;

$H_c$  – глубина скважины, м;

$T_{\text{ср}}$  – средняя температура в скважине, К;

$P_z$  и  $P_{\text{уст}}$  – забойное и устьевое давления соответственно, МПа;

$Q_c$  – дебит скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут;

$D_{\text{ф.т}}$  – внутренний диаметр фонтанных труб, м.;

$l$  – абсолютная шероховатость, м.

Для расчёта ОПР использовались данные истории разработки месторождения и материалы по подсчёту запасов. Исходные данные для прогнозного расчёта ОПР представлены в таблице 1. [7] В качестве критериев технологического режима принял  $\Delta P = \text{const}$ ;  $V_y(t) \leq 11$  м/с. По полученным результатам были построены графики динамики изменения

годового и накопленного отборов газа (рисунок 1), дебита средней скважины и количества скважин (рисунок 2), годовой и накопленной добычи конденсата (рисунок 3).

Таблица 1

Исходные данные для расчёта

Исходные данные:			
Начальное пластовое давление	$P_{нач}$	26,8	МПа
Относительная плотность газа	$\rho_{отн}$	0,65	
Пластовая температура	$T_{пл}$	368	К
Коэффициент фильтрационного сопротивления	$A$	0,19	МПа <sup>2</sup> /(тыс.м <sup>3</sup> /сут)
Коэффициент фильтрационного сопротивления	$B$	0,00016	МПа <sup>2</sup> /(тыс.м <sup>3</sup> /сут) <sup>2</sup>
Коэффициент резерва скважин	$K_p$	1,15	
Коэффициент эксплуатации скважин	$K_э$	0,95	
Коэффициент сверхсжимаемости	$Z_H$	0,921389629	
Толщина пласта	$h$	78	м
Пористость	$m$	0,11	
Проницаемость для воды	$k_v$	0,8	мкм <sup>2</sup>
Коэффициент пьезопроводности	$\chi$	1	м <sup>2</sup> /с
Вязкость воды в пластовых условиях	$\mu_v$	0,3	мПа с
Коэффициент газонасыщенности	$a$	0,675	д.ед.
Запасы газа	$Q_{зап}$	51,8506	млрд.м <sup>3</sup>
Средняя температура в скважине	$T_{ср с}$	308	К
Внутренний диаметр фонт. труб	$D_{фт}$	0,088	м
Средняя глубина скважины	$H_c$	2640	м
Шероховатость фонтанных труб	$l_{фт}$	0,0001	м
Число скважин в кусте	$n_{ск}$	5	шт.
Средняя длина шлейфа	$L_{шл}$	8000	м
Диаметр шлейфа	$D_{шл}$	0,4	м
Шероховатость труб шлейфа	$l_{шл}$	0,0001	м
Средняя температура в шлейфе	$T_{ср шл}$	296	К
Давление в магистральном газопроводе	$P_{мг}$	7,5	МПа
Температура на входе в КС	$T_{вх}$	295	К

Показатель адиабаты	К	1,3	
КПД ДКС	$\eta$	0,87	
Запасы конденсата	Qзап конд.	1244,41	тыс. тонн
Критическое давление газа	Rкр	4,6289	МПа
Критическая температура газа	Tкр	205,737	К
Коэффициент гидравлического сопротивления фонтанных труб	$\lambda_{фт}$	0,02025427 7	
Коэффициент гидравлического сопротивления шлейфа	$\lambda_{шл}$	0,01465105 2	

### *Обоснование вариантов разработки*

В первом варианте прогнозного расчета в начале разработки депрессия равна 2,6 МПа, а в начале падающей добычи 2018 гг. уменьшается до 2,4 МПа., в конце разработки до 1,6 МПа. Годовой отбор при постоянной добыче равен 4 млрд. м<sup>3</sup>. Период постоянной добычи равен 5 годам. Максимальное число скважин равняется 57 скважин.

В втором варианте в начале разработки депрессия равна 2,1 МПа и остается постоянной до конца периода разработки. Годовой отбор при постоянной добыче равен 3,5 млрд. м<sup>3</sup>. Период постоянной добычи равен 6 годам. Максимальное число скважин равняется 54 скважины.

В третьем варианте в начале разработки депрессия равна 2,5 МПа, а в начале падающей добычи 2019 гг. и не уменьшается. А в конце разработки опускается до 2 МПа. Годовой отбор при постоянной добыче равен 3 млрд. м<sup>3</sup>. Период постоянной добычи равен 5 годам, начиная с 2014 года. Максимальное число скважин равняется 55 скважин.

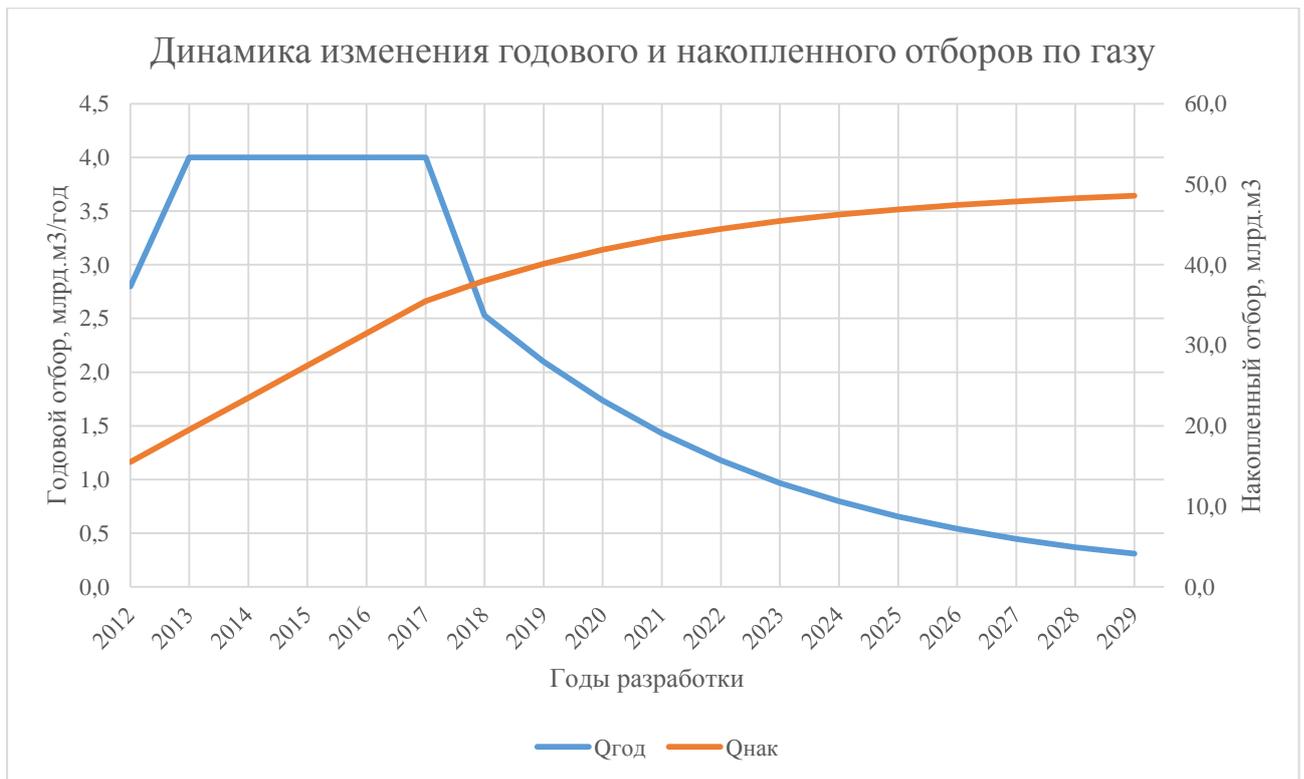


Рис.1 – Динамика изменения годового и накопленного отборов по газу

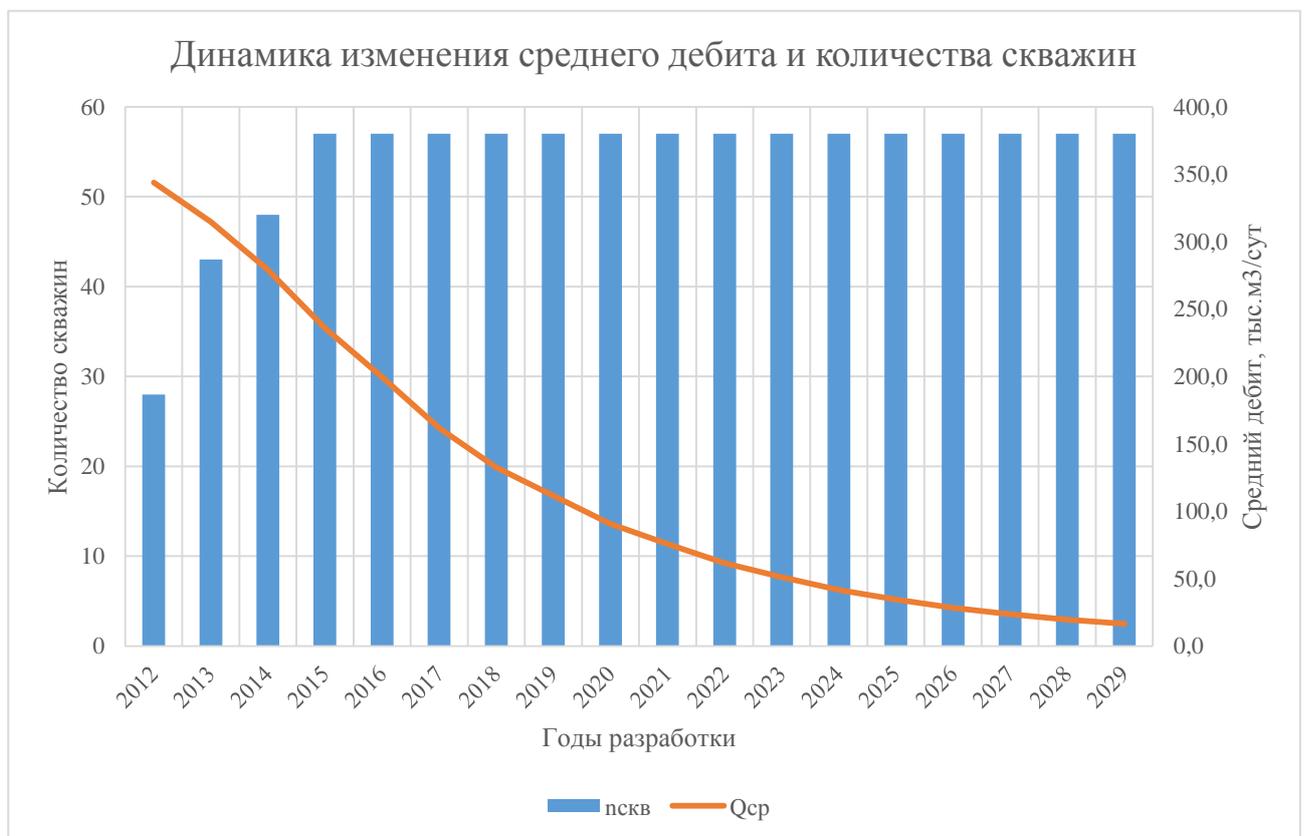


Рис.2 – Динамика изменения среднего дебита и количества скважин

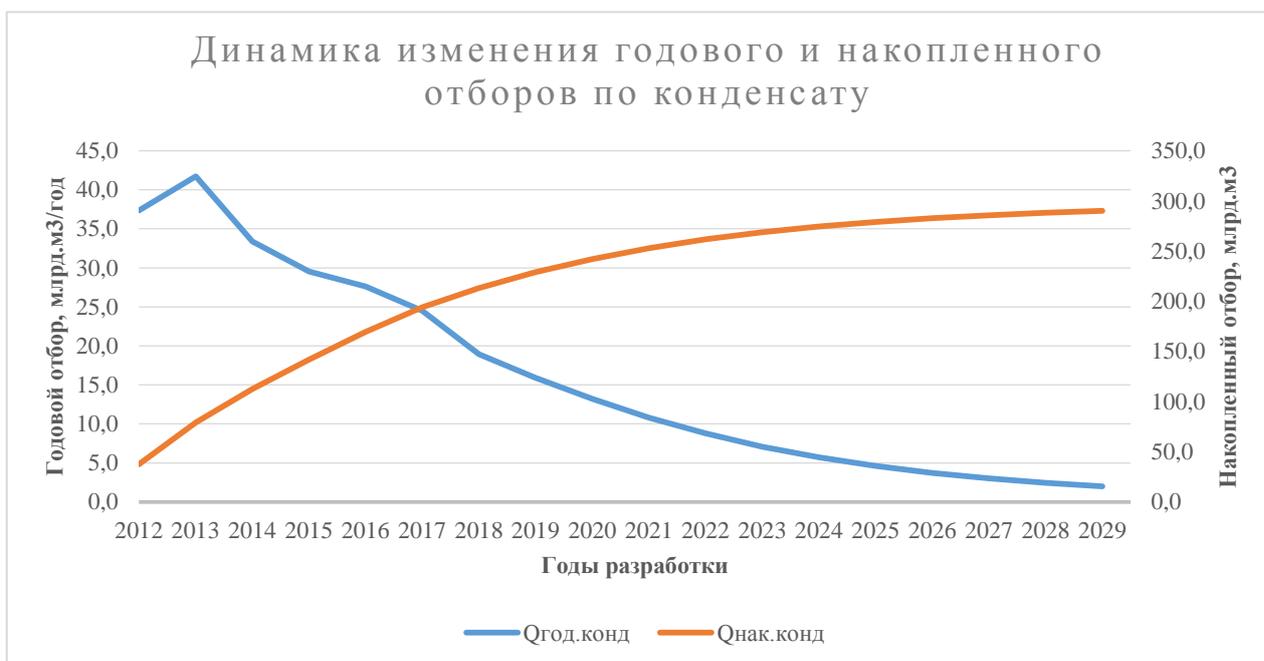


Рис.3 – Динамика изменения годового и накопленного отборов по конденсату

Сравним полученные в результате расчёта прогнозные ОНР по трем вариантам и проанализируем динамику их изменения. Ниже располагаются графики по динамике изменения депрессии, пластового, забойного и устьевого давлений по трем вариантам (рисунок 4; 5; 6; 7), годовой и накопленной добычи газа (рисунок 8), годовой и накопленной добычи конденсата (рисунок 9), дебита средней скважины и количества скважин (рисунок 10).

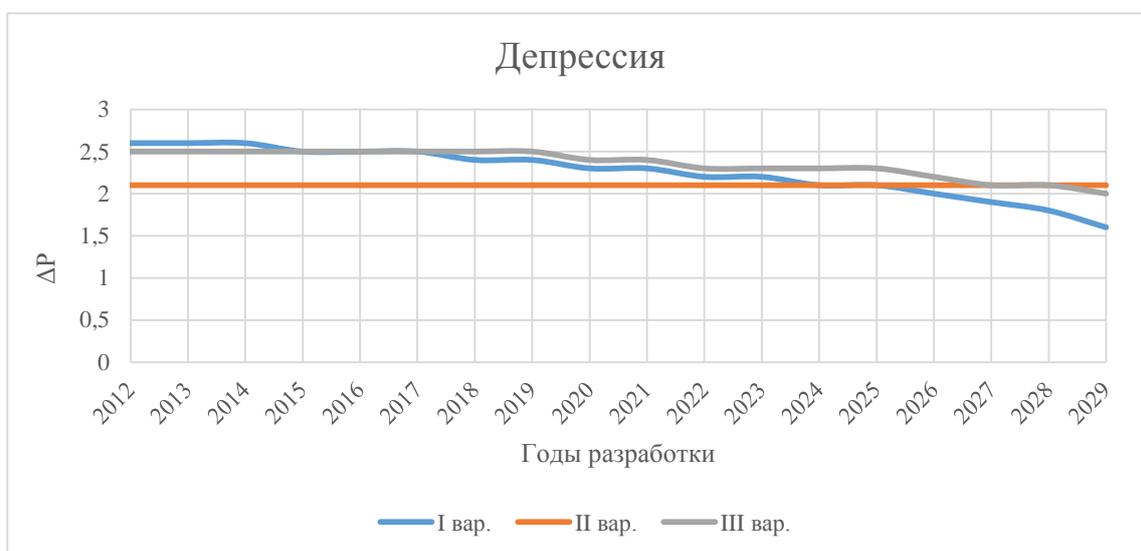
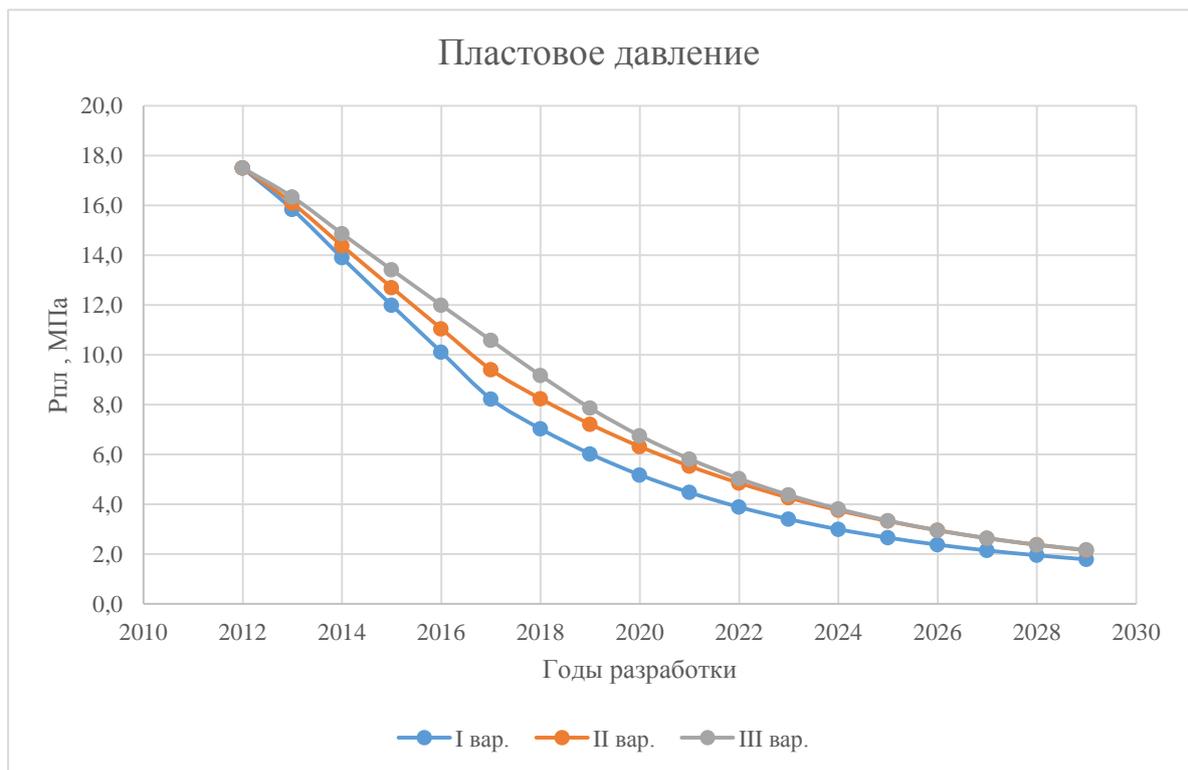
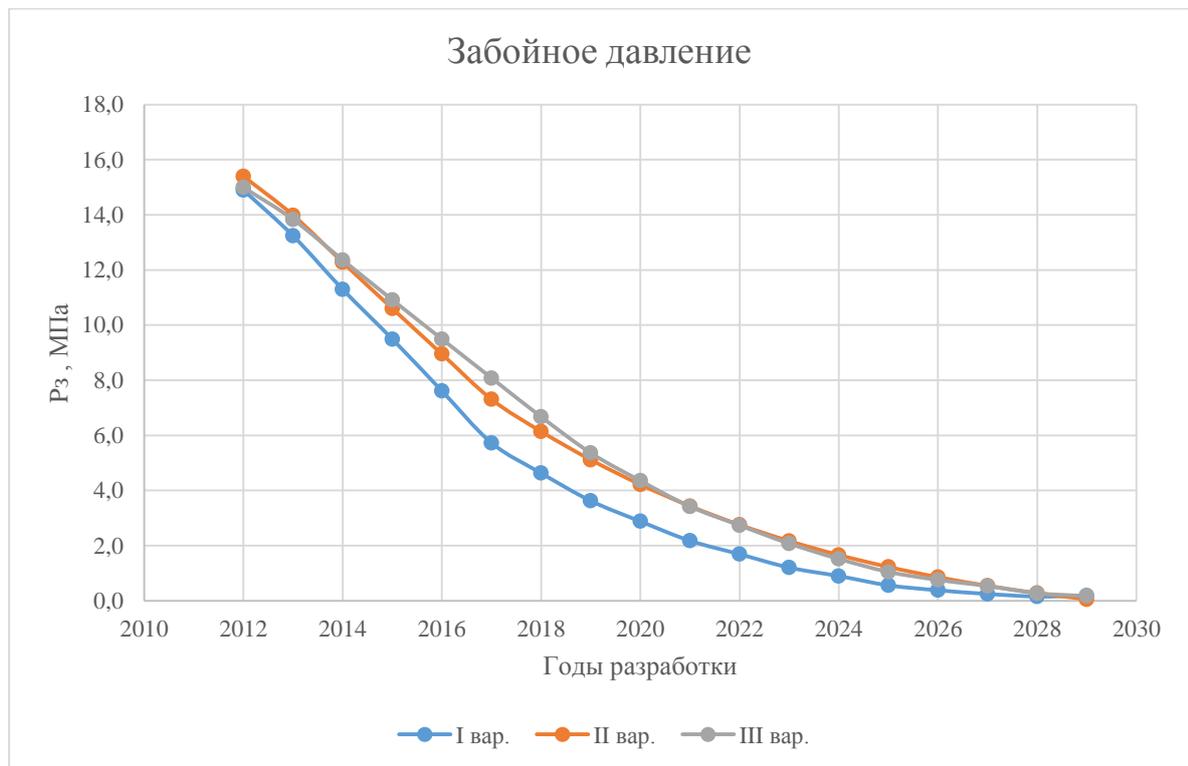


Рис. 4 – Динамика изменения депрессии по трем вариантам



**Рис. 5 – Динамика изменения пластового давления по трем вариантам**



**Рис. 6 – Динамика изменения забойного давления по трем вариантам**

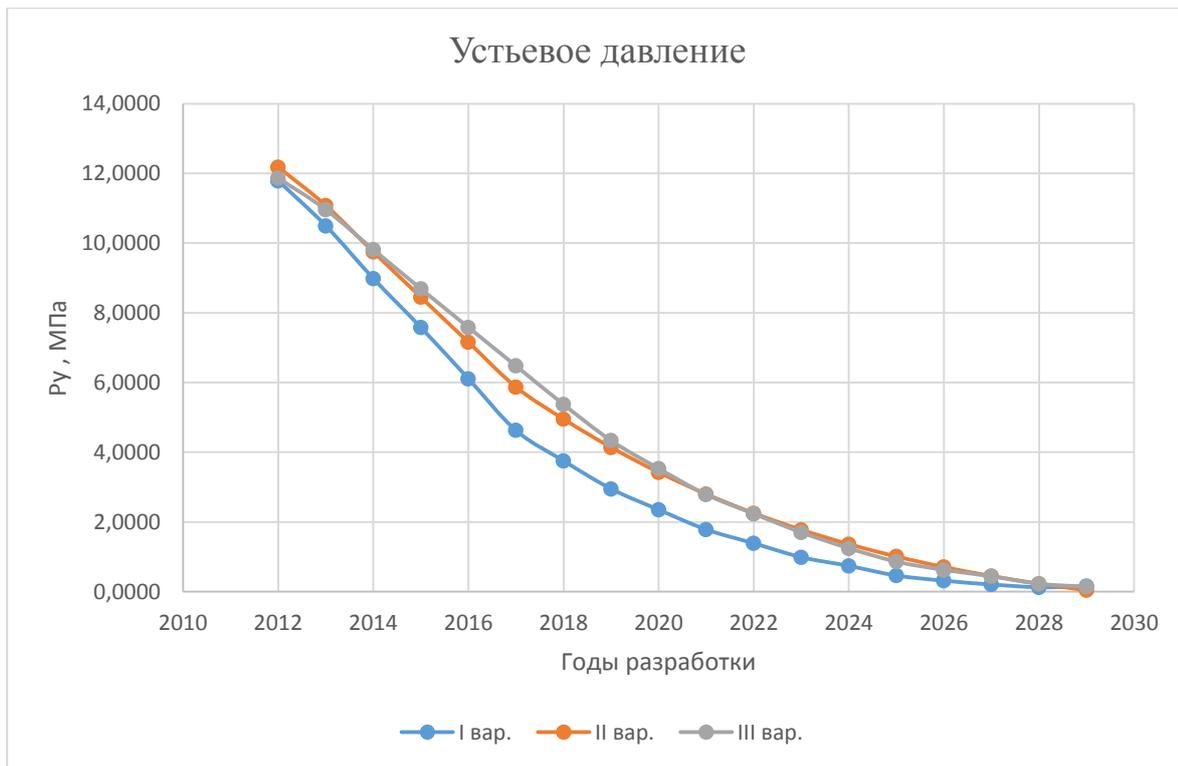


Рис. 7 – Динамика изменения устьевого давления по трем вариантам

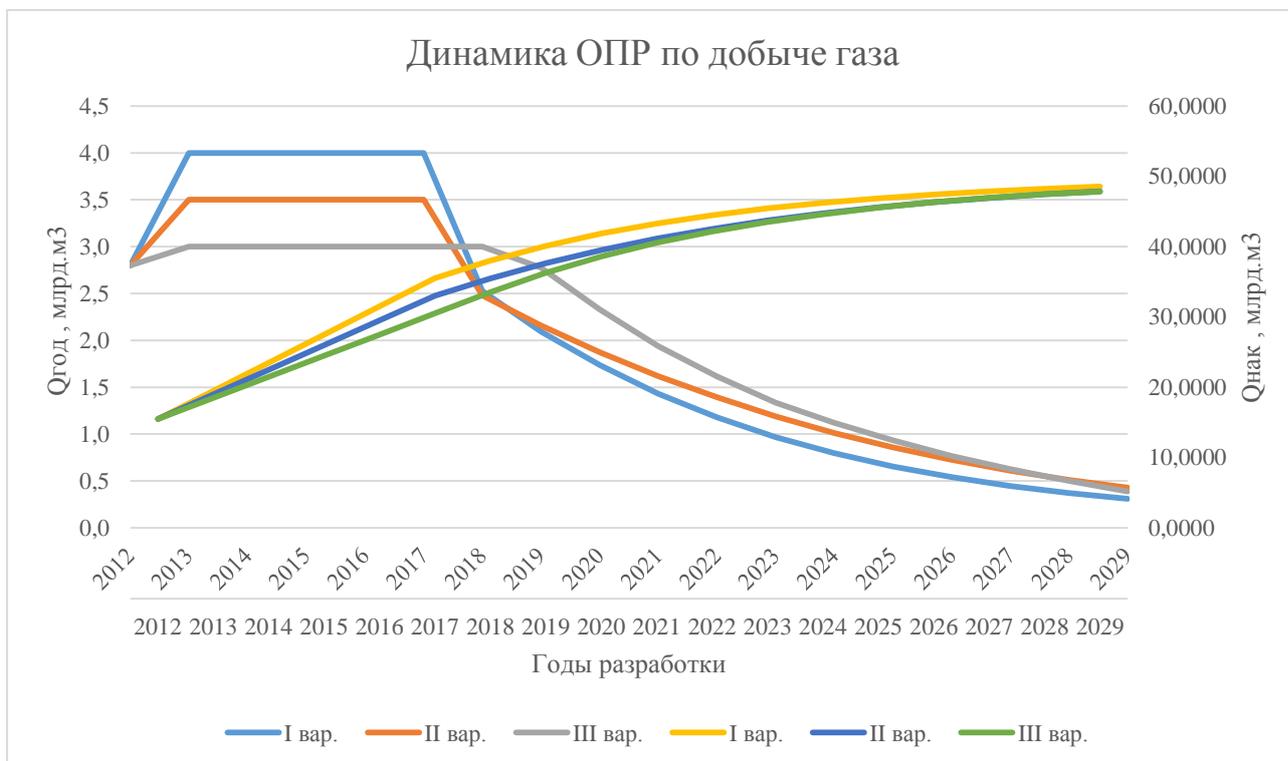


Рис. 8 – Динамика изменения годовой и накопленной добычи газа по трем вариантам

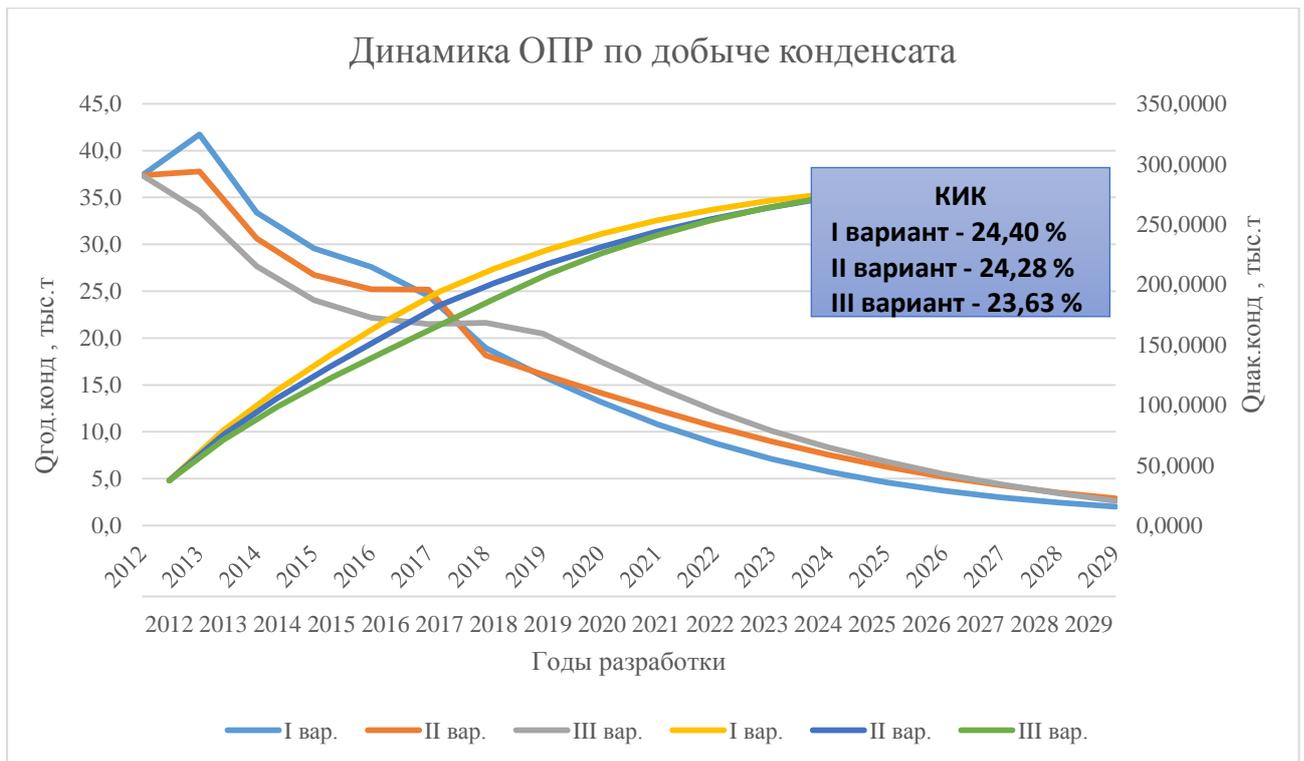


Рис. 9 – Динамика изменения годовой и накопленной добычи конденсата

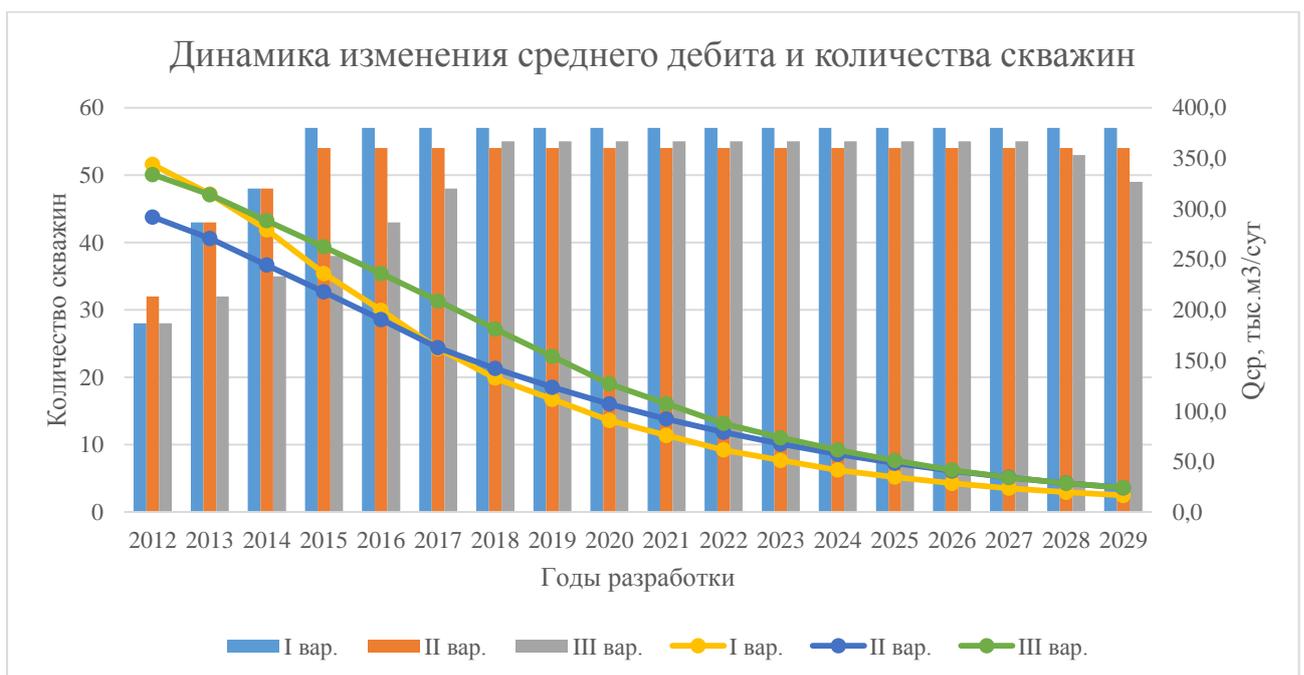


Рис. 10 – Динамика изменения дебита средней скважины и количества скважин

По основному (первому) варианту депрессия меняется в процессе разработки с 2,6 до 1,6 МПа, за период с 2012 по 2029 гг. накопленная добыча газа составила 48,56 млрд. м<sup>3</sup> и конденсата– 303,65 тыс.т.

Конечный коэффициент извлечения газа (КИГ) составил 93,65% и конденсата (КИК) – 24,4%. К концу прогнозного периода пластовое давление в зоне отбора скважин составит 1,8 МПа, что приблизительно равно давлению забрасывания  $P_{\text{забр.}}=0.1P_{\text{пл.нач.}}$ ; среднесуточный дебит скважин снижается с 343,82 до 16,45 тыс.м<sup>3</sup>/сут; а устьевое давление – с 11.79 до 0.16 МПа.

По прогнозному 2 (второму) варианту, рассчитанному при технологическом режиме  $\Delta P = \text{const}$ , за период с 2012 по 2029 гг. депрессия равняется 2,1 МПа. Накопленная добыча газа составила 47,87 млрд. м<sup>3</sup> и конденсата– 302,16 тыс.т. Конечный коэффициент извлечения газа (КИГ) составил 92,31 % и конденсата (КИК) – 24,28 %. К концу прогнозного периода пластовое давление в зоне отбора скважин составит 2,15 МПа, что приблизительно равно давлению забрасывания  $P_{\text{забр.}}$ ; среднесуточный дебит скважин снижается с 291,9 до 23,94 тыс.м<sup>3</sup>/сут; а устьевое давление –с 12,18 до 0,4 МПа.

По прогнозному 3 (третьему) варианту за период с 2012 по 2029 гг. депрессия меняется с 2,5 до 2 МПа. Накопленная добыча газа составила 47,82 млрд. м<sup>3</sup> и конденсата– 294,1 тыс.т. Конечный коэффициент извлечения газа (КИГ) составил 92,22 % и конденсата (КИК) – 23,63 %. К концу прогнозного периода пластовое давление в зоне отбора скважин составит 2,18 МПа, что приблизительно равно давлению забрасывания  $P_{\text{забр.}}$ ; среднесуточный дебит скважин снижается с 333,8 до 24,3 тыс.м<sup>3</sup>/сут., а устьевое давление – с 11,85 до 0,15 МПа.

### Заключение

Таким образом, по приближенному методу расчёта ОПР были рассчитаны варианты разработки ГКМ «Узбекистан» до 2029 г.

В результате по трем вариантам были получены примерно равные КИГ, КИК и накопленная добыча. Это означает, что при разных вариантах

исхода в процессе эксплуатации скважин, месторождение останется рентабельным, по крайней мере до 2029 года.

**Использованные источники:**

1. Алиев З.С. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений/Алиев З.С., Бондаренко В.В.// Печорское время, Печора, 2002 г., 894 стр.
2. Алиев З.С., Мараков Д.А. Разработка месторождений природных газов: Учебное пособие для вузов. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
3. Алиев З.С., Самуйлова Л.В. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
4. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987.-309 с.
5. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. М., Недра, 1975, с.415.
6. Вяхирев Р.И., Гриценко А.И., Тер-Саркисов Р.М. Разработка и эксплуатация газовых месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 880 с.: ил.
7. Проект разработки газоконденсатного месторождения «Узбекистан».