

УДК 622.276

DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-57-76

### Результаты численных экспериментов по установлению степени влияния депрессий на коэффициенты извлечения газа и конденсата

А. Х. Агзамов<sup>1</sup>, Г. М. Эфендиев<sup>2</sup>, Г. Ж. Молдабаева<sup>3\*</sup>,  
С. А. Аббасова<sup>1</sup>, Х. М. Мухаммадиев<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Ташкентский государственный технический университет им. И. Каримова, Ташкент, Республика Узбекистан

<sup>2</sup>Национальная Академия наук Азербайджана, Баку, Азербайджанская Республика

<sup>3</sup>Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, Алма-Ата, Республика Казахстан

<sup>4</sup>Каршинский инженерно-экономический институт, Карши, Республика Узбекистан  
\*g.moldabayeva@satbayev.university

**Аннотация.** Приведены результаты анализа статических моделей множественной корреляции коэффициента извлечения газа от геологических и технологических факторов. Показано, что одним из основных технологических факторов, определяющих величину коэффициента извлечения газа, является депрессия на пласт, установленная в технологических режимах работы скважин. На примере газоконденсатного месторождения Северный Нишан, представленного известняками с развитой трещиноватостью, проанализированы причины отклонения фактических и проектных показателей разработки. Проведенные повариантные расчеты показателей разработки месторождения при неизменном фонде, но с разной депрессией на пласт в скважинах показали, что максимальная величина коэффициента извлечения газа 82,3 % достигается при депрессии на пласт 5 МПа. По мере увеличения депрессии на пласт коэффициент извлечения газа снижается и при депрессии на пласт 17,5 МПа составляет всего 39 %, что подтверждается фактическими показателями разработки месторождения.

**Ключевые слова:** коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата, скважина, депрессия, пласт, давление

**Для цитирования:** Результаты численных экспериментов по установлению степени влияния депрессий на коэффициенты извлечения газа и конденсата / А. Х. Агзамов, Г. М. Эфендиев, Г. Ж. Молдабаева [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2022-4-57-76 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2022. – № 4. – С. 57–76.

### Results of numerical experiments to establish the influence of drawdown degree on gas and condensate recovery factors

Avaz Kh. Agzamov<sup>1</sup>, Galib M. Efendiyev<sup>2</sup>, Gulnaz Zh. Moldabayeva<sup>3\*</sup>,  
Saidaxon A. Abbasova<sup>1</sup>, Hamidullo M. Muhammadiev<sup>4</sup>

<sup>1</sup>Tashkent State Technical University named after I. Karimov, Tashkent, the Republic of Uzbekistan

<sup>2</sup>Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, the Republic of Azerbaijan

<sup>3</sup>Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan

<sup>4</sup>Karshi Engineering and Economic Institute, Karshi, the Republic of Uzbekistan

\*g.moldabayeva@satbayev.university

**Abstract.** As the title implies the article presents the results of the analysis of static models of multiple correlation of the gas recovery factor from geological and technological factors. It is shown that one of the main technological factors that determine the value of the gas recovery factor is the differential pressure drawdown, established in the technological modes of well operation. We have analyzed the reasons for the deviation of the actual and design development indicators (a case study of the Northern Nishan gas condensate field). We considered variant calculations of the field development indicators with a constant well stock, but differing in the drawdown in the wells, and concluded that the maximum value of the gas recovery factor of 82.3 % is achieved with drawdown of 5 MPa. It is shown that as the differential pressure drawdown increases, the gas recovery factor decreases and with a drawdown of 17.5 MPa it is only 39 %, which is confirmed by the actual field development indicators.

**Keywords:** gas recovery factor, condensate recovery factor, well, drawdown, reservoir, pressure

**For citation:** Agzamov, A. Kh., Efendiyev, G. M., Moldabayeva, G. Zh., Abbasova, S. A., & Muhammadiev, H. M. (2022). Results of numerical experiments to establish the influence of drawdown degree on gas and condensate recovery factors. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 57-76. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2022-4-57-76

## **Введение**

Увеличение добычи газа в Республике Узбекистан зависит не только от открытия новых месторождений и прироста запасов, но и от повышения эффективности процессов добычи углеводородов, совершенствования систем разработки и способов эксплуатации скважин для увеличения компонентоотдачи пластов.

Коэффициент извлечения газа (КИГ) каждого конкретного месторождения зависит от его геолого-физических условий, применяемой системы разработки и экономических критериев. В связи с этим достигнутые и конечные величины КИГ изменяются в достаточно больших пределах, что подтверждается многочисленными исследованиями.

В работе [1] приведены результаты обобщения конечных величин КИГ более 100 месторождений (залежей). Обозначено, что независимо от типа коллектора, режима разработки, типа залежей и размеров запасов высокие результаты достигаются на однородных и высокопроницаемых пластах (от 0,7 до 0,95), а наименьшие — в сильно расчлененных и низкопроницаемых пластах (от 0,5 до 0,7).

Практически в этих пределах изменяются КИГ и по результатам других исследований.

По данным М. А. Фиша, И. А. Леонтьева и Е. Н. Хоменкова, по 47 законченным разработкой залежам, расположенным на территории Российской Федерации, средний конечный КИГ составил 0,89. Ожидаемые же КИГ из газоконденсатных месторождений Краснодарского края, работающих на упруговодонапорном режиме, изменяются от 0,6 до 0,85 [1, 2].

По данным Р. И. Вяхирева, среднее значение КИГ по 15 месторождениям Поволжья и Северного Кавказа составило 0,86 [3].

В вышеприведенных работах КИГ рассмотрен в зависимости от геолого-технических условий газовых и газоконденсатных залежей.

По мнению А. Т. Самедзаде, анализ текущего состояния разработки газовых и газоконденсатных месторождений во многом основывается на изменении среднего пластового давления в зависимости от объема отобранного газа. На основе зависимости  $P/z$  от  $\sum Q_r$  (где  $P$  — среднее пластовое давление;  $z$  — коэффициент сжимаемости газа;  $\sum Q_r$  — суммарный отбор газа) обосновываются решения по определению режима работы залежи, оценке начальных запасов газа, установлению текущего среднего содержания конденсата в газе и другие важнейшие параметры, характеризующие процесс разработки месторождений [4].

В работе З. М. Джалилова приведены результаты статистической обработки экспериментальных данных при вытеснении газа водой из однородной пористой среды [5]. В результате автором получено уравнение множественной регрессии, с достаточно высоким коэффициентом корреляции  $R = 0,93$ , свидетельствующим о достаточно тесной связи безводного коэффициента извлечения газа и выбранных факторов:

$$\text{КИГ}_g = 81,8 + 1,7 \cdot \Delta P - 0,003 \cdot P_H + 0,3 \cdot G_r - 187 \cdot K_H, \quad (1)$$

где  $\text{КИГ}_g$  — безводный коэффициент извлечения газа (%);  $\Delta P$  — перепад давления (МПа);  $P_H$  — начальное пластовое давление (МПа);  $G_r$  — начальная газонасыщенность (%);  $K_H$  — проницаемость однородной пористой среды ( $\text{мкм}^2$ ).

Рекомендовано использование данной зависимости для планирования геолого-технических мероприятий по увеличению коэффициента извлечения газа.

Для определения КИГ уравнение множественной корреляции предложили также М. Л. Фиш и Л. Н. Герман [6]:

$$K_r = 119,17 - 0,103 \cdot \frac{\mu_v}{\mu_r} - 0,039 \cdot Z + 0,28 \cdot P_H - 36,26 \cdot \frac{S_p}{S_H} - 16,1 \cdot \frac{\Delta Q_r}{Q_{\text{год}} \cdot Q_{\text{сумм}}} \cdot 100, \quad (2)$$

где  $\mu_v$  — вязкость пластовой воды;  $\mu_r$  — вязкость газа;  $Z$  — глубина скважины (м);  $P_H$  — начальное пластовое давление (ата);  $\frac{S_p}{S_H}$  — отношение площади разбуривания эксплуатационной скважины к начальной площади га-

зональности;  $\frac{\Delta Q_r}{Q_{\text{год}} \cdot Q_{\text{сумм}}} \cdot 100$  — комплексный параметр, характеризующий скорость снижения отбора в период падающей добычи;  $\Delta Q_r$  — средний темп снижения добычи за 1 год, определенный по изменению отбора газа за первые 2 года падающей добычи;  $Q_{\text{год}}$  — годовой отбор газа к началу падающей добычи;  $Q_{\text{сумм}}$  — суммарный отбор газа к началу падающей добычи.

В случае затруднений с определением какого-либо фактора в уравнении (2) можно воспользоваться более простым уравнением множественной корреляции для 3 факторов ( $\mu_{\text{в}}$ ,  $Z$ ,  $P_{\text{н}}$ ), которое имеет следующий вид:

$$K_r = 81,8 + 9,3 \cdot \mu_{\text{в}} - 0,037 \cdot Z + 0,287 \cdot P_{\text{н}} . \quad (3)$$

Геологические и технологические факторы, влияющие на КИГ и коэффициент извлечения конденсата (КИК), также исследованы в работах С. Н. Закирова [7], В. Ф. Канашука и Л. Г. Коршуновой [8], А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Ахметова, К. С. Басниева [9], А. М. Кулиева, М. А. Гаджиева, Н. Г. Зейналова [10], И. Ю. Ливинского, Р. Ф. Шарафутдинова [11] и др.

По результатам вышеприведенных исследований основными факторами, влияющими на коэффициент извлечения газа, являются следующие:

- режим работы залежей;
- начальное и конечное давление пласта;
- неоднородность литологического состава и фациальная изменчивость пород пласта;
- тип месторождения (залежи);
- плотность сетки и размещение скважин на структуре и площади газоносности;
- темп отбора газа.

При этом достигаемые значения коэффициента извлечения конденсата всегда меньше коэффициента извлечения газа, так как на его величину существенное влияние оказывают также следующие факторы:

- метод разработки месторождения с точки зрения поддержания пластового давления;
- потенциальное содержание конденсата в газе;
- удельная поверхность пористой среды;
- групповой состав и физические свойства конденсата;
- температура пласта.

Из-за влияния большого количества геологических и технологических факторов, влияющих на КИГ и КИК, установить их степень влияния одновременно в процессе разработки газовых и газоконденсатных залежей — трудная задача. В связи с этим целью данной работы является установление степени влияния депрессии на КИГ и КИК на примере газоконденсатного месторождения Северный Нишан.

## Материалы

Промысленно-газоносными на месторождении Северный Нишан являются карбонатные отложения верхней юры. В промышленной практике они подразделяются на 3 продуктивных горизонта (XVI, XVa и XV) (рис. 1).

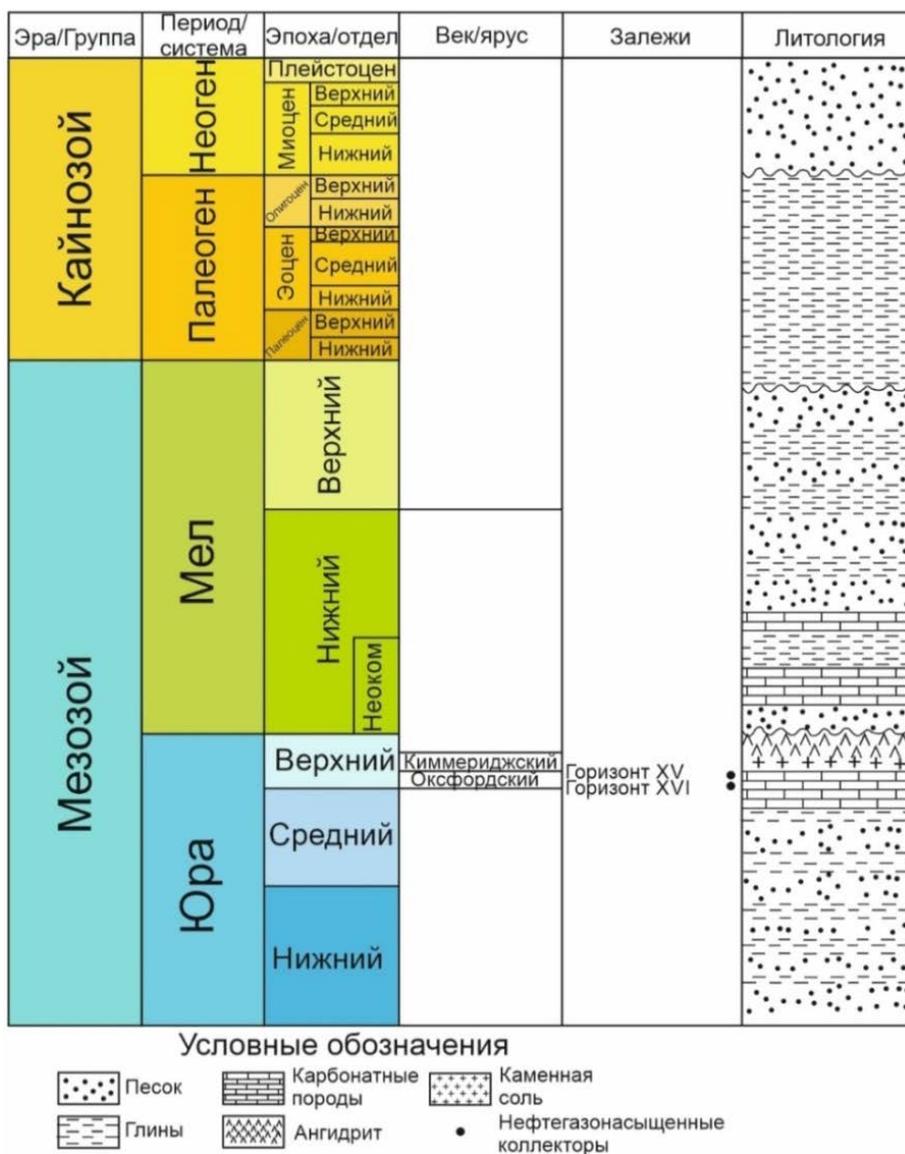


Рис. 1. Схематический литолого-стратиграфический разрез осадочного чехла в пределах Бешкентского прогиба

На месторождении Северный Нишан, как и на близлежащих месторождениях: Нишан, Камаши, Бешкент и др., всеми глубокими разведочными скважинами вскрыты разрезы безрифового типа, в которых отсутствуют высокопористые известняки XV-Р и XV-НР горизонтов.

Отложения XVI горизонта вскрыты на полную мощность в скважинах 3 и 9 (144 и 150 м). Представлен горизонт преимущественно глубоководными известняками, хорошо выдержан как по мощности, так и по литологии в пределах не только описываемого месторождения, но и на соседних площадях.

Известняки в основном афанитовые, скрытокристаллические, темно-серые, местами почти черные, плотные, крепкие, массивные или толстоплитчатые, местами трещиноватые (трещины выполнены микрозернистым кальцитом и глинисто-битуминозным веществом). В подошве горизонта известняки сильно глинистые, с прослоями известковистых глин. Породы-коллекторы в разрезе XVI горизонта отсутствуют.

XVa — горизонт, являющийся на месторождении Северный Нишан основным продуктивным горизонтом, сложен преимущественно плотными известняками серого и темно-серого цвета, плитчатыми и грубоплитчатыми, местами массивными, с прослоями пористых и мелкокавернозных известняков. Породы характеризуются интенсивной (на отдельных участках) трещиноватостью.

Наибольшее распространение в разрезе данного горизонта получили сгустково-водорослевые разновидности известняков, состоящие из сгустков и комочков пелитоморфного кальцита, клубочков водорослей, детрита и промежуточной кальцитовой массы, которая интенсивно перекристаллизована, доломитизирована (иногда до 20 %), местами слабо (2–3 %) ангидритизирована. Встречаются прослои афанитовых известняков, сложенных полиморфным кальцитом, имеющим нечетко выраженное сгустковое строение. Порода местами сильно доломитизирована. При этом четко прослеживается приуроченность ее к крыльевым и периклинальным частям складки.

Породы-коллекторы присутствуют в виде прослоев толщиной от 0,6 до 7,6 м. Пористость их изменяется в пределах 5,5–13,5 %, а суммарная толщина составляет 23–41 % от общей толщины горизонта (84–102 м).

XV горизонт сложен в основном известняками комковато-водорослевого состава темно-серого и черного цвета, плитчатыми, реже массивными, часто трещиноватыми и глинисто-карбонатными породами, характеризующимися слабой доломитизацией и пиритизацией.

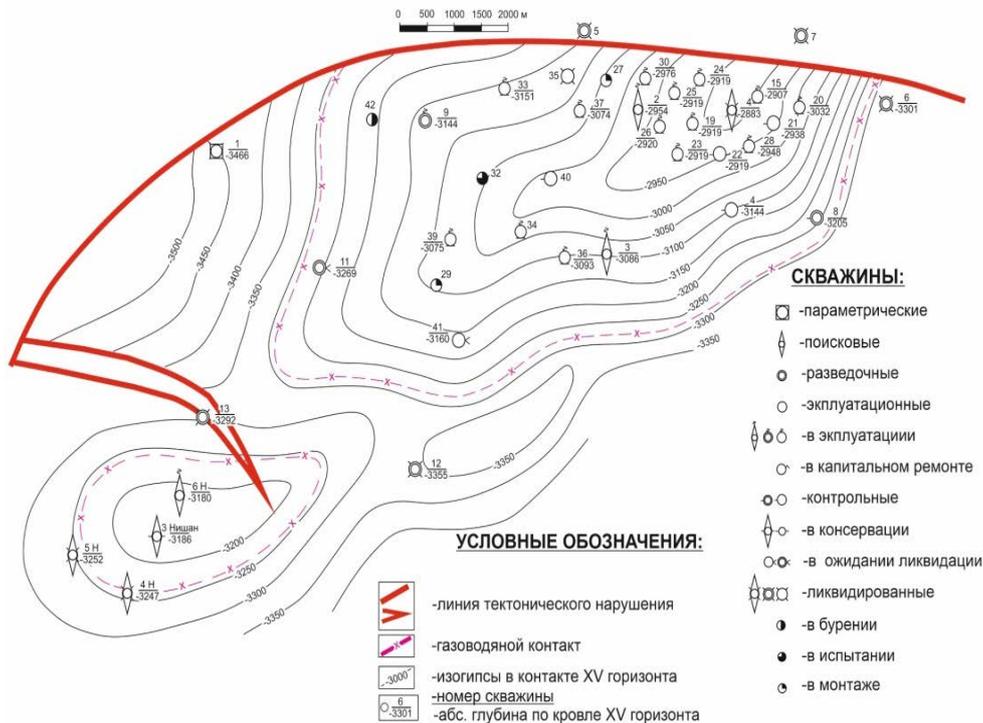
В составе данного горизонта выделяются две гамма-активные пачки (ГАП-2 и ГАП-1), толщина которых, соответственно, 1–9 и 5–8 м и которые благодаря их высокой глинистости и битуминозности четко фиксируются на каротажных диаграммах ГК и НГК. Породы XV горизонта в основном плотные, проницаемые разности присутствуют в виде единичных (1–2) тонких (0,6–0,8 м) прослоев: суммарная их толщина составляет 4–12 %, причем в большинстве скважин они приурочены к кровельной части горизонта, общая толщина которого составляет 13–21 м.

Этаж газоносности, охватывающий XV, XVa и XVI горизонты, представляет собой единую газогидродинамическую систему с единым газоводяным контактом (рис. 2).



Месторождение Северный Нишан располагается в северо-восточной части Нишанской антиклинальной зоны. На фоне крупной Нишанской антиклинали, вдоль ее оси, обособляется ряд складок, осложненных тектоническими нарушениями. Наиболее крупной из них и гипсометрически наиболее приподнятой является Северо-Нишанская складка.

Северо-Нишанская складка представляет собой субширотно простирающуюся брахиантиклиналь, ось которой несколько изогнута в северном направлении, постепенно отклоняясь на юго-запад. Размеры складки по замкнутой изогипсе –3 300 м составляют: длина — 11 км, ширина (в центральной части) — 5,5 км, высота — 420 м. Складка имеет асимметричное строение, углы падения пластов на крыльях составляют 5–8° (рис. 3).



**Рис. 3. Структурная карта по кровле XV горизонта месторождения Северный Нишан (составили Ч. К. Шеров, Л. Э. Лян, 2009 г.)**

Строение северной части складки осложнено тектоническим нарушением, по которому северный блок опущен относительно южного. Данное нарушение, имеющее конседиментационный характер, установлено по материалам сейсморазведочных исследований и косвенно подтверждается результатами бурения скважин 2, 4, 5, 7, расположенных по разные стороны от нарушения на расстоянии 1,5 км друг от друга и в которых гипсометрическое положение кровли нижних ангидритов различается на 580–610 м, что

является следствием резкого увеличения мощности соляно-ангидритовой толщи, которая резко возрастает к северу от нарушения, составляя (без нижних ангидритов) 743–791 м против 253–320 м на южном блоке.

Амплитуда нарушения в районе свода достигает 500 м. В восточном и западном направлениях амплитуда нарушения постепенно сокращается, и в районе Нишанской структуры оно полностью затухает. Описанное нарушение служит тектоническим экраном для залежи месторождения Северный Нишан. По нему продуктивные породы XV и XVa горизонтов контактируют с соленосной толщей титона, обладающей отличными экранирующими свойствами.

На юго-западе к Северо-Нишанской складке примыкает Нишанская антиклинальная складка, имеющая субмеридиональное простирание. Свод ее находится в районе поисковой скважины 1 Нишан, совпадая в основном со сводом подсолевой складки. По кровле нижних ангидритов и XV горизонта южное замыкание складки не установлено. В пределах ее северной переклинали обособляется небольшой купол, размер которого (по изогипсе 3 200 м) 1,6 км × 1 км × 20 м. Сочленение Северо-Нишанской и Нишанской структур происходит по тектоническим нарушениям юго-восточно-северо-западного простирания. Наличие их однозначно установлено в разрезе, вскрытом разведочной скважиной 13.

Первый взброс с амплитудой 82 м подсечен на глубине 3 715 м, начиная с которой происходит повторение XV горизонта (ГАП-1 и ГАП-2), зафиксирована плоскость второго взброса, амплитуда которого 31 м.

Суммарная амплитуда смещения по кровле XV горизонта составляет 113 м. Нарушение имеет конседиментационный характер. По данным сейсморазведки, зона нарушения фиксируется и составляет 180 м. Вверх по разрезу амплитуда смещения сокращается, в нижних слоях (вблизи кровли нижних ангидритов) оно полностью затухает [3].

Геолого-физические характеристики и состав пластового газа газо-конденсатного месторождения Северный Нишан приведены в таблице 1.

Показатели добычи с начала разработки на 01.01.2021 составляют: природного газа 15,178 млрд м<sup>3</sup> и газового конденсата 626,1 тыс. тонн, среднее текущее пластовое давление 100 кгс/см<sup>2</sup>; выработанность месторождения: по газу — 50,9 %, по конденсату — 52,1 % (табл. 2).

На 01.01.2021 фонд скважин составляет 50 единиц:

- контрольные — 9 скважин;
- ликвидированные — 18 скважин;
- в ожидании ликвидации — 1 скважина;
- эксплуатационные — 22 скважины, из них действующие — 14 скважин (3, 4, 16, 24, 26, 31, 34, 37, 39, 40, 42, 43, 46, 47, 49); бездействующие — 8 скважин.

Таблица 1

**Геолого-физические характеристики и состав пластового газа  
газоконденсатного месторождения Северный Нишан**

Параметр	Единица измерения	Величина параметров
Начальные запасы газа сырого/сухого	млн м <sup>3</sup>	30 725/30 381
Геологические/извлекаемые запасы конденсата	тыс. т	1 762/1 456
Балансовые запасы компонентов:		
– этан	тыс. т	1 574
– пропан	тыс. т	544
– бутан	тыс. т	298
Начальное потенциальное содержание в пластовом газе:		
– конденсат	г/м <sup>3</sup>	58
– этан	г/м <sup>3</sup>	51,8
– пропан	г/м <sup>3</sup>	17,9
– бутан	г/м <sup>3</sup>	9,8
Содержание H <sub>2</sub> S в пластовом газе	молярная доля, %	0,0006
Содержание CO <sub>2</sub> в пластовом газе	молярная доля, %	2,68
Начальное пластовое давление	МПа	54,96
Пластовая температура	К	400,4
Критические параметры газа:		
– давление	МПа	47,46
– температура	К	204,89
Относительная плотность газа	—	0,659
Плотность газа	кг/м <sup>3</sup>	0,793
Средняя глубина залежи	м	3 500
Коэффициенты фильтрационного сопротивления:		
– а	–	38,21
– b	–	0,0767
Ограничение на технологический режим эксплуатации скважин:		
– предельная скорость потока газа на устье	м/с	10
Продолжительность эксплуатации фонда скважин в году	сут	330
Диаметр лифтовых труб	мм	89/73

Как видно из таблицы 2, в период 2007–2010 гг. на месторождении были достигнуты высокие темпы отбора газа, достигшие в 2008 г. — 10 %, а в 2009 г. — 15,4 % от начальных запасов газа. При этом высокие темпы отбора газа были достигнуты в основном за счет высоких депрессий на пласт, изменяющихся в скважинах от 25 до 32 МПа при допустимой депрессии 20 МПа.

**Динамика основных показателей разработки  
газоконденсатного месторождения Северный Нишан**

Год	Добыча газа, тыс. м <sup>3</sup>		Добыча конденсата, т		Содержание конденсата, г/см <sup>3</sup>	Фонд скважин, ед.		Средний дебит на скважину		Пластовое давление, МПа
	годовая	накопленная	годовая	накопленная		ввод в бурение	действующие	газ, тыс. м <sup>3</sup> /сут	конденсат, т/сут	
2007	1 139 472	1 139 472	55,772	55,772	48,9	9	7	3 121,8	152,8	53,1
2008	3 055 044	4 194 516	146,478	202,25	47,9	11	19	8 370,0	401,31	48,0
2009	4 673 694	8 868 210	226,303	428,553	48,4	4	20	12 804,6	620,01	40,2
2010	2 731 803	11 600 013	115,287	543,84	42,2	1	23	7 484,4	315,85	35,7
2011	799 108	12 399 121	20,733	564,573	25,9	–	19	2 189,3	56,80	34,3
2012	447 846	12 846 967	9,544	574,117	21,3	–	19	1 227,0	26,15	33,6
2013	430 938	1 327 7905	12,01	586,127	27,9	–	19	1 180,7	32,90	33,2
2014	397 236	13 675 141	13,136	599,263	33,1	7	24	1 088,3	35,99	32,9
2015	364 721	14 039 862	3,829	603,092	10,5	4	28	999,2	10,49	32,0
2016	291 461	14 331 323	4,031	607,123	13,8	–	28	798,5	11,04	31,0
2017	323 264	14 654 587	7,095	614,217	21,9	1	27	885,7	19,44	24,9
2018	276 732	14 931 319	5,085	619,303	18,4	–	25	758,2	13,93	18,0
2019	247 128	15 178 447	6,835	626,138	27,7	–	25	677,1	18,73	17,7
2020	219 430	15 397 877	6,465	632,603	29,5	–	22	601,2	17,71	14,0

Естественно, реализованная на месторождении система разработки с высокими темпами отбора газа в начальной стадии за счет превышения фонда скважин и депрессии на пласт над проектными привела к их значительному расхождению с проектными всех технологических показателей разработки. Как видно из рисунка 4, в начальной стадии разработки (2007–2010 гг.) фактический фонд скважин значительно превышал проектный, для этого периода характерна эксплуатация скважин с высокими дебитами вследствие больших депрессий на пласт. Результатом этого стало значительное превышение фактической годовой добычи над проектной в начальной стадии с последующим резким снижением ее объемов и отсутствием периода стабильного отбора (рис. 5).

Интересно также отметить, что на 01.01.2021 проектное (10,35 МПа) и фактическое пластовое давление (9,5 МПа) почти совпали, хотя в начальной стадии фактические темпы снижения пластового давления превышали, а в последующие годы были меньше, чем проектные.

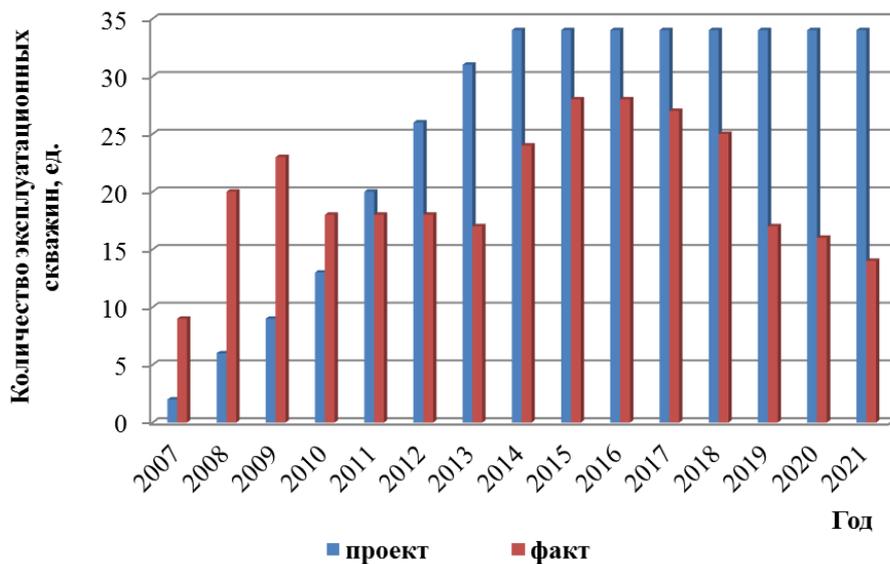


Рис. 4. Гистограмма изменения и сопоставления проектного и фактического фонда скважин месторождения Северный Нишан

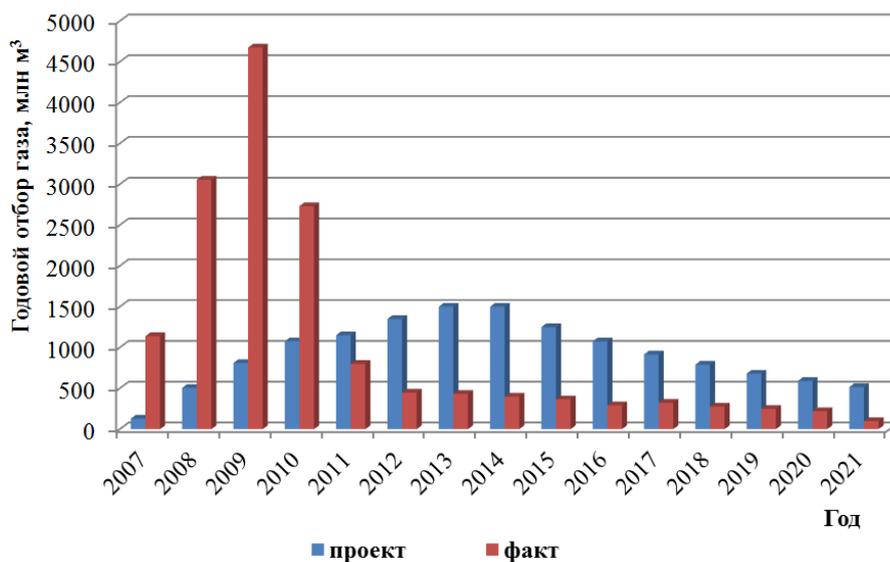


Рис. 5. Гистограмма изменения и сопоставления проектной и фактической годовой добычи газа на месторождении Северный Нишан

В период разработки месторождения Северный Нишан было рассмотрено 3 варианта разработки с годовыми отборами газа в период постоянной добычи: 1 000 млн м<sup>3</sup> (вариант 1); 1 500 млн м<sup>3</sup> (вариант 2) и 2 000 млн м<sup>3</sup> (вариант 3) [12]. Прогнозные технологические показатели от-

личались помимо годовых отборов газа фондом скважин и сроками разработки месторождения. При этом конечные КИГ и КИК во всех вариантах имели близкие значения — от 82 до 83 % и 68–70 % соответственно. В период снижения пластового давления, равного 9,73 МПа, прогнозировалось извлечь 23 372 млн м<sup>3</sup> газа, что на 7 877 млн м<sup>3</sup> больше, чем достигнутый фактический отбор (15 495 млн м<sup>3</sup>) (рис. 6).

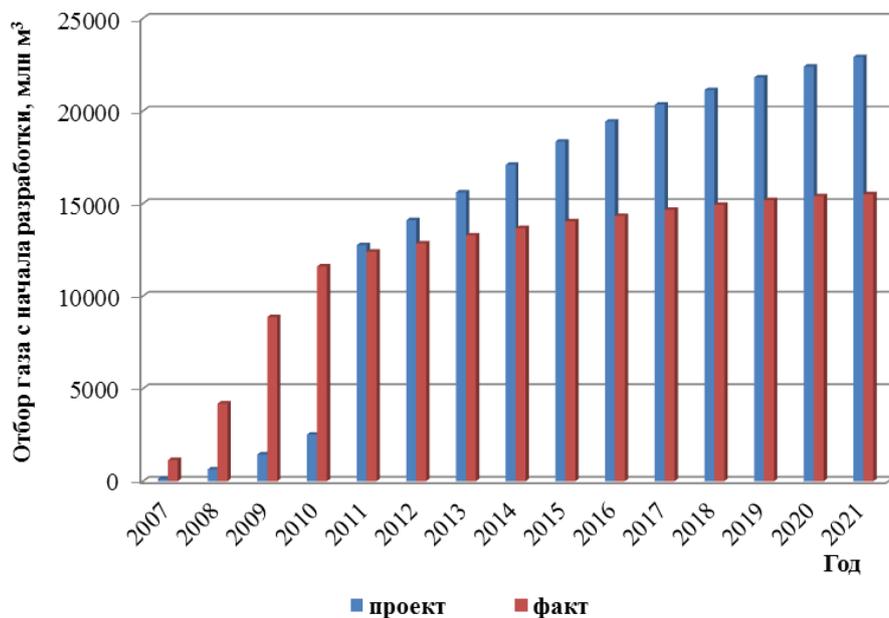


Рис. 6. Гистограмма изменения и сопоставления проектной и фактической суммарной добычи газа месторождения Северный Нишан

Для установления причин такого расхождения и влияния депрессии на пласт конечными КИГ и КИК проведем численные эксперименты.

#### Методика

В проекте разработки газоконденсатного месторождения Северный Нишан прогнозирование технологических показателей разработки было осуществлено методом смены стационарных состояний [12]. Теоретическое обоснование и последовательный расчет по данной методике приведены в руководстве по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений [13].

Согласно этому методу, в период постоянной добычи по заданному уровню годового отбора определяется среднее пластовое давление на конец каждого года. Далее определяются дебит «средней» скважины, количество скважин, давление на забое и устье скважины.

В период падающей добычи расчеты газодинамических и термодинамических показателей осуществляются по тем же формулам с той лишь разницей, что годовой отбор определяется по числу действующих скважин на конец периода постоянной добычи.

Основные уравнения фильтрации газа и балансовые соотношения, которые используются при расчетах технологических показателей разработки месторождения, следующие.

Расчет количества добываемого газа за интервал времени осуществляется по формуле

$$Q_i = t \cdot q_i \cdot n \cdot \left[ 1 - \frac{t \cdot \Delta P \cdot n}{V_i \cdot (a + 2vq_i)} \cdot 10^{-6} \right], \quad (4)$$

где  $t$  — промежуток времени, сут;  $q_i$  — дебит скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут;  $n$  — число скважин;  $\Delta P$  — депрессия на пласт, кгс/см<sup>2</sup>;  $V_i$  — текущие остаточные запасы газа, млрд м<sup>3</sup>;  $P_{пл}$  — текущее пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup>;  $a, v$  — коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Все изменяющиеся во времени параметры задаются на начало расчетного интервала. Дебит скважины в течение расчетного интервала считается постоянным.

Изменение во времени средневзвешенного по объему газовой залежи пластового давления при газовом режиме определяется по уравнению материального баланса

$$P(t) = \frac{P_H}{Z_H} \cdot \left( \frac{1 - Q_{доб}(t)}{V_H} \right) \cdot Z(P(t)), \quad (5)$$

где  $P_H$  — начальное пластовое давление, кгс/см<sup>2</sup>;  $Q_{доб}, V_H$  — добытое ко времени  $t$  и начальное количество газа, приведенное к атмосферному давлению  $P_{ат}$  и стандартной температуре  $T_{ст}$ , млрд м<sup>3</sup>;  $Z_H = Z(P_H, T_H)$  и  $Z(P, T_{пл})$  — коэффициенты сверхсжимаемости газа и текущие.

Решение уравнения (5) находится методом итераций.

Для определения значения коэффициента сверхсжимаемости  $Z(P, T_{пл})$  используются двумерные полиномы 4-го порядка или данные работы [16] для приведенных значений давления и температуры

$$0,2 < P_{np} < 15 \quad 1,05 < T_{np} < 3.$$

Наиболее практикуемым является технологический режим эксплуатации скважин при допустимой депрессии на пласт

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}, \quad (6)$$

где  $P_{\text{заб}}$  — давление на забое скважины в момент времени  $t$ , кгс/см<sup>2</sup>;  
 $\Delta P$  — текущая депрессия на пласт, кгс/см<sup>2</sup>.

При найденном значении  $P_{\text{пл}}$  и заданной величине  $\Delta P$  по уравнению (6) вычисляется  $P_{\text{заб}}$ .

Уравнение притока газа к забою скважины имеет вид

$$P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2 = aq + bq, \quad (7)$$

где  $a$  и  $b$  — коэффициенты фильтрационного сопротивления притоку газа к скважине;  $q$  — дебит скважины, тыс. м<sup>3</sup>/сут.

Из уравнения (7) определяется дебит скважин

$$q = \frac{\sqrt{a^2 + 4b(P_{\text{пл}}^2 - P_{\text{заб}}^2)} - a}{2b}. \quad (8)$$

При проектировании разработки число дней работы скважин (ввод) принимается: сероводородосодержащих месторождений — 330, для месторождений без агрессивных компонентов в газе — 345 дней. Рабочее давление на устье скважины определяется по формуле

$$P_{\text{заб}}^2 = P_y^2 e^{2S} + \theta q^2, \quad (9)$$

где

$$\theta = \frac{1,377 \cdot \lambda \cdot Z_{\text{ср}}^2 \cdot T_{\text{ср}}^2 \cdot (e^{2x} - 1)}{d_{\text{вн}}^5}, \quad (10)$$

$$2S = \frac{0,0683 \cdot L \cdot \bar{p}}{(Z_{\text{ср}} \cdot T_{\text{ср}})}, \quad (11)$$

$P_y$  — давление на устье скважины, кгс/см<sup>2</sup>;  $\lambda$  — коэффициент гидравлического сопротивления труб;  $d_{\text{вн}}$  — эквивалентный диаметр трубы, по которой отбивается газ, м;  $\bar{p}$  — относительная плотность газа по воздуху;  $L$  — глубина скважины, м;

$$T_{\text{ср}} = (T_{\text{заб}} + T_y)/2; \quad P_{\text{ср}} = 2 \cdot ((P_{\text{заб}} + P_y^2)/(P_{\text{заб}} + P_y))/3;$$

$$Z_{\text{ср}} = Z(P_{\text{ср}}, T_{\text{ср}});$$

$T_{\text{заб}}$ ,  $T_y$  — температура на забое и устье скважины соответственно, К.

Для вычисления давления на устье скважины необходимо знать  $P_{\text{ср}}$ ,  $T_{\text{ср}}$ . Поэтому расчеты ведутся с использованием метода итераций.

При известных значениях  $P_y$  и  $T_y$  и дебите скважины можно определить скорость потока газа на устье

$$V_y = \frac{0,52 \cdot q \cdot T_y \cdot Z_y}{d_{\text{вн}}^2 \cdot P_y}, \quad (12)$$

где  $d_{\text{вн}}$  — внутренний диаметр насосно-компрессорной трубы, см.

Исходная информация для технологических показателей разработки месторождения представлена в соответствии с работой [12].

### Результаты

В отличие от традиционного подхода прогнозирования, когда рассматривается достижение проектного уровня стабильного отбора газа различным фондом скважин (плотность сетки) при неизменной депрессии на пласт, в рассмотренных вариантах расчеты осуществлены при неизменном фонде, но с различной депрессией на пласт.

Рассмотрим всего 9 вариантов разработки, в которых в неизменном фонде скважин (28 единиц) достигается проектный уровень годовой добычи газа 1 500 млн м<sup>3</sup>. В рассмотренных вариантах депрессия на пласт в скважинах изменяется от 5 до 250 МПа. Результаты расчетов прогнозных КИГ и КИК представлены в виде их зависимости от депрессии на пласт (рис. 7, 8). Из рисунков видно, что высокие конечные КИГ достигаются при постоянных депрессиях на пласт 5 МПа (вариант 1) и 7,5 МПа (вариант 2), соответственно, 82,3 и 80,6 %. Достигнутая же величина КИГ 51,3 % соответствует постоянной депрессии на пласт 17,5 МПа (вариант 6). В отличие от КИГ относительно высокое значение КИК достигается только при депрессии на пласт 5 МПа — 67 %. По мере увеличения депрессии на пласт КИК снижается, и при депрессии 17,5 МПа составляет всего 39 %.

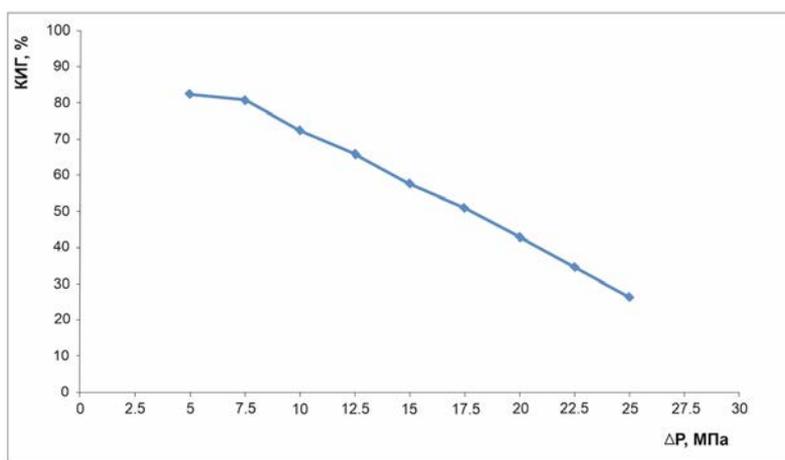
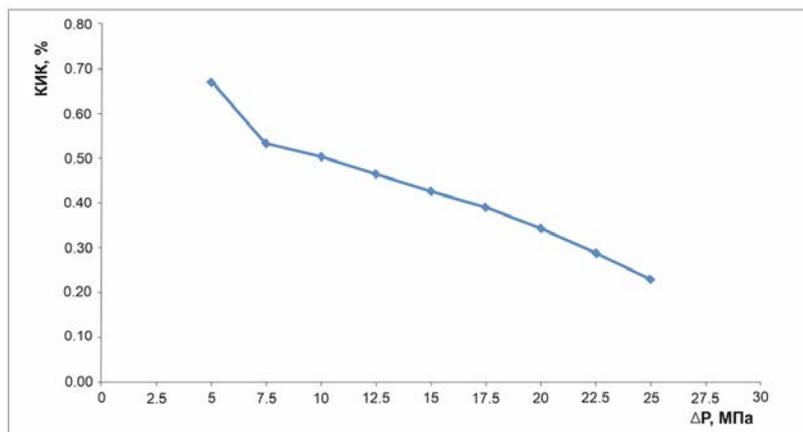


Рис. 7. Зависимость КИГ от депрессии на пласт



*Рис. 8. Зависимость КИК от депрессии на пласт*

### **Выводы**

На КИГ и КИК влияет большое количество геологических и технологических факторов. При геолого-физических условиях газоконденсатного месторождения Северный Нишан значительное влияние на КИГ и КИК оказывает депрессия на пласт 5 и 17,5 МПа, КИГ составил 82,3 и 51,3 % соответственно. В таких же пределах находится и снижение КИК. Расчеты показывают, что при реализации этих двух вариантов срок разработки месторождения увеличивается от 31 до 50 лет. Поэтому выбор между этими вариантами требует и их экономической оценки.

Полученные результаты подтверждают теоретические основы разработки газовых и газоконденсатных месторождений, и их рекомендуется использовать при проектировании аналогичных объектов региона.

### **Список источников**

1. Особенности оценки коэффициента извлечения газа низкопроницаемых коллекторов / А. П. Ермилов, С. В. Васюткин, А. А. Жуков, В. З. Ялалова. – Текст : непосредственный // Узбекский журнал нефти и газа. – 2019. – С. 46–56.
2. Прядко, С. А. Марковский логический анализ экспертных данных и его использование в задачах развития нефтегазовых комплексов : специальность 05.13.18 «Математическое моделирование, численные методы и комплексы программ» : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Прядко Сергей Александрович. – Москва, 2016. – 22 с. – Место защиты : Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. – Текст : непосредственный.
3. Российская газовая энциклопедия / Под редакцией Р. И. Вяхирева. – Москва : Большая Российская энциклопедия, 2004. – 525 с. – Текст : непосредственный.

4. Самедзаде, А. Т. Динамический подход к прогнозированию основных показателей разработки газовых и газоконденсатных месторождений / А. Т. Самедзаде. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2016. – № 3. – С. 15–17.
5. Джалилов, З. И. Определение коэффициента газоотдачи с помощью номограммы / З. И. Джалилов. – Текст : непосредственный // Известия Академии наук Азербайджанской ССР. Серия наук о Земле. – 1982. – № 3. – С. 129–135.
6. Фиш, М. Л. Анализ влияния различия факторов на конечный коэффициент газоотдачи / М. Л. Фиш, Л. Н. Герман. – Текст : непосредственный // ВНИИГАЗ. – 1971. – Вып. 2. – С. 120–126.
7. Закиров, С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров. – Москва : Струна, 1998. – 628 с. – Текст : непосредственный.
8. Канашук, В. Ф. Влияние геологических и технологических параметров на газоотдачу / В. Ф. Канашук, А. Г. Коршунова. – Москва : ВНИИЭгазпром, 1981. – 37 с. – Текст : непосредственный.
9. Технология добычи природного газа / А. Х. Мирзаджанзаде, И. М. Аметов, К. С. Басниев, А. И. Гриценко ; под редакцией А. Х. Мирзаджанзаде. – Москва : Недра, 1987. – 414 с. – Текст : непосредственный.
10. Моделирование разработки газовых месторождений с учетом релаксации горных пород / А. М. Кулиев, М. А. Гаджиев, Н. Г. Зейналов [и др.]. – Текст : непосредственный // Научно-педагогические вести Университета «Одлар Юрду». – 1999. – № 2. – С. 20–27.
11. Рекомендации по экспресс-оценке технологических коэффициентов извлечения газа, конденсата для месторождений на стадии разведки и пробной эксплуатации / С. Г. Солдатов, И. Ю. Левинский, Р. Ф. Шарафутдинов [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 5 (37). – С. 133–139.
12. Шевцов, В. М. Коррективы проекта разработки газоконденсатного месторождения Северный Нишан / В. М. Шевцов, Я. Е. Журавлев, А. О. Закиров. – Ташкент : АО «УзЛИТИнефтегаз», 2011. – 190 с. – Текст : непосредственный.
13. Алиев, З. С. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений / З. С. Алиев, В. В. Бондаренко. – Печора : Печорское время, 2002. – 894 с. – Текст : непосредственный.

### **References**

1. Ermilov, A. P., Vasyutkin, S. V., Zhukov, A. A., & Yalalova, V. Z. (2019). Osobennosti otsenki koeffitsienta izvlecheniya gaza nizkopronitsaemykh kollektorov. *Uzbekskiy zhurnal nefti i gaza*, pp. 46-56. (In Russian).
2. Pryadko, S. A. (2016). Markovskiy logicheskii analiz ekspertnykh dannykh i ego ispol'zovanie v zadachakh razvitiya neftegazovykh kompleksov. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 22 p. (In Russian).
3. Vyakhirev, R. I. (Ed.) (2004). *Rossiyskaya gazovaya entsiklopediya*. Moscow, Bol'shaya Rossiyskaya entsiklopediya Publ., 525 p. (In Russian).
4. Samedzade, A. T. (2016). Dynamic approach to basic indices prediction of gas and gas-condensate fields development. *Oilfield Engineering*, (3), pp. 15-17. (In Russian).

5. Dzhaliyov, Z. I. (1982). Opredelenie koeffitsienta gazootdachi s pomoshch'yu nomogrammy. Izvestiya Akademii nauk Azerbaydzhanskoj SSR. Seriya nauk o Zemle, (3), pp. 129-135. (In Russian).
6. Fish, M. L., & German, L. N. (1971). Analiz vliyaniya razlichiya faktorov na konechnyy koeffitsient gazootdachi. VNIIGAZ, (2), pp. 120-126. (In Russian).
7. Zakirov, S. N. (1998). Razrabotka gazovykh, gazokondensatnykh i neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy. Moscow, Struna Publ., 628 p. (In Russian).
8. Kanashuk, V. F., & Korshunova, A. G. (1981). Vliyanie geologicheskikh i tekhnologicheskikh parametrov na gazootdachu. Moscow, VNIIEgazprom Publ., 37 p. (In Russian).
9. Mirzadzhanzade, A. Kh., Ametov, I. M., Basniev, K. S., & Gritsenko, A. I. (1987). Tekhnologiya dobychi prirodno go gaza. Moscow, Nedra Publ., 414 p. (In Russian).
10. Kuliev, A. M., Gadzhiev, M. A., Zeynalov, N. G., Kazymov, B. Z., & Tagieva, S. E. (1999). Modelirovanie razrabotki gazovykh mestorozhdeniy s uchedom relaksatsii gornykh porod. The Scientific and Pedagogical News of Odlar Yurdu University, (2), pp. 20-27. (In Russian).
11. Soldatov, S. G., Levinskiy, I. Yu., Sharafutdinov, R. F., Grushinets, A. S., & Lycheva, Ye. F. (2018). Recommendations for express evaluation of the technological gas recovery and condensate recovery factors for fields at the stage of exploration and trial operation. Vesti gazovoy nauki, (5(37)), pp. 133-139. (In Russian).
12. Shevtsov, V. M., Zhuravlev, Ya. E., & Zakirov, A. O. (2011). Korrektivy proekta razrabotki gazokondensatnogo mestorozhdeniya Severnyy Nishan. Tashkent, UzLITneftgaz JSC Publ., 190 p. (In Russian).
13. Aliev, Z. S., & Bondarenko, V. V. (2002). Rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki gazovykh i gazoneftyanykh mestorozhdeniy. Pechora, Pechorskoe vremya Publ., 894 p. (In Russian).

#### **Информация об авторах**

#### **Information about the authors**

*Азгамов Аваз Хамидиллаевич, доктор технических наук, член Академии наук «Турон», член Российской академии естественных наук, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Ташкентский государственный технический университет им. И. Каримова, г. Ташкент, Республика Узбекистан*

*Avaz Kh. Agzamov, Doctor of Engineering, Member of the Academy of Sciences "Turon", Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tashkent State Technical University named after I. Karimov, Tashkent, the Republic of Uzbekistan*

*Эфендиев Галиб Мамед оглы, доктор технических наук, профессор, член-корреспондент Национальной Академии наук Азербайджана, г. Баку, Азербайджанская Республика*

*Galib M. Efendiyev, Doctor of Engineering, Professor, Corresponding Member of Azerbaijan National Academy of Sciences, Baku, the Republic of Azerbaijan*

**Молдабаева Гульназ Жаксылыковна**, доктор технических наук, академик Казахской Национальной Академии естественных наук, профессор кафедры нефтяной инженерии, Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева, г. Алма-Ата, Республика Казахстан, g.moldabayeva@satbayev.university

**Аббасова Саидахон Акмал кизи**, доктор философии по геолого-минералогическим наукам, и.о. доцента кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Ташкентский государственный технический университет им. И. Каримова, г. Ташкент, Республика Узбекистан

**Мухаммадиев Хамидулло Муродиллаевич**, докторант, Каршинский инженерно-экономический институт, г. Карши, Республика Узбекистан

**Gulnaz Zh. Moldabayeva**, Doctor of Engineering, Member of the Kazakhstan National Academy of Natural Sciences, Professor at the Department of Petroleum Engineering, Satbayev University, Almaty, the Republic of Kazakhstan, g.moldabayeva@satbayev.university

**Saidaxon A. Abbasova**, Doctor of Philosophy in Geology and Mineralogy, Acting Associate Professor at the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Tashkent State Technical University named after I. Karimov, Tashkent, the Republic of Uzbekistan

**Hamidullo M. Muhammadiev**, Doctoral Student, Karshi Engineering and Economic Institute, Karshi, the Republic of Uzbekistan

Статья поступила в редакцию 01.06.2022; одобрена после рецензирования 10.06.2022; принята к публикации 15.06.2022.

The article was submitted 01.06.2022; approved after reviewing 10.06.2022; accepted for publication 15.06.2022.