

УДК 622.279.4:622.276.6

DOI: 10.46698/VNC.2024.22.22.012

Оригинальная статья

Анализ эффективности эксплуатации газоконденсатных месторождений Северного Кавказа на завершающем этапе разработки

Э.Р. Гасумов^{1,2}, Р.А. Гасумов³

¹ Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности, г. Баку, пр. Азадлыг, 20, AZ 1010, Азербайджан;

² Азербайджанский технический университет, г. Баку, пр. Г. Джавида, 25, AZ 1073, Азербайджан, e-mail: e.gasumov@gmail.com;

³ Северо-Кавказский Федеральный университет, Россия, 355000, г. Ставрополь, ул. Ленина, 419, e-mail: R.Gasumov@yandex.ru

Статья поступила: 29.01.2024, доработана: 01.06.2024, принята к публикации: 03.06.2024

Резюме: Актуальность работы. В статье рассмотрены вопросы минимизации отрицательного воздействия осложнений, связанных с изменением состояния продуктивной залежи в процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений на завершающем этапе разработки, ведущих к снижению дебита и выходу скважин из действующего фонда. Изучены ситуации, когда в газоконденсатных месторождениях разработка осуществляется неравномерно по площади и/или по разрезу, что приводит к наличию невыработанных залежей, замедлению темпа разработки месторождения, снижению конечного коэффициента газоконденсатоотдачи и ухудшению экономических показателей. Обоснован выбор варианта регулирования эксплуатации продуктивных залежей по объектам, связанный с уточнением остаточных запасов газа и распределением их в пласте, предупреждающий снижение конечного коэффициента газоконденсатоотдачи и ухудшение экономических показателей. **Цель исследований.** Определить пути минимизации отрицательного воздействия осложнений, возникающих в процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений на завершающем этапе разработки, ведущих к снижению дебита и выходу скважин из действующего фонда. **Объекты исследований.** Многопластовые продуктивные залежи газоконденсатного месторождения, находящегося на завершающем этапе разработки. **Методы исследований** основаны на анализе и обобщении промысловых данных по изучаемым проблемам, а также на результатах собственных аналитических и теоретических исследований с использованием математической статистики с помощью современных технических и программных средств. Использовалась фактическая зависимость снижения приведённого пластового давления от накопленного отбора газа, адаптированная по истории разработки месторождения, для составления расчётной модели прогнозирования технологических показателей разработки объекта. **Результаты исследований.** Предложены рекомендации для регулирования разработки по объектам, связанные с уточнением остаточных запасов газа и распределением их в залежах, минимизацией отрицательного воздействия возникающих осложнений в процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений на завершающем этапе разработки, ведущих к снижению дебита и выходу скважин из действующего фонда.

Ключевые слова: месторождение, залежь, разрез, скважина, дебит, разработка месторождения, ГКМ.

Для цитирования: Гасумов Э.Р., Гасумов Р.А. Анализ эффективности эксплуатации газоконденсатных месторождений Северного Кавказа на завершающем этапе разработки. *Геология и геофизика Юга России*. 2024. 14(2): 154-165. DOI: 10.46698/VNC.2024.22.22.012

DOI: 10.46698/VNC.2024.22.22.012

Original paper

Efficiency analysis of operation for gas condensate fields in the North Caucasus at the final stage of development

E.R. Gasumov^{1,2}, R.A. Gasumov³¹ Azerbaijan State University of Oil and Industry, 20 Azadlig Ave., Baku AZ 1010, Azerbaijan;² Azerbaijan Technical University, 25 G. Javid Ave., Baku AZ 1173, Azerbaijan,
e-mail: e.gasumov@gmail.com;³ North Caucasus Federal University, 419 Lenina Str., Stavropol 355000,
Russian Federation, e-mail: R.Gasumov@yandex.ru

Received: 29.01.2024, revised: 01.06.2024, accepted: 01.06.2024

Abstract. Relevance. The article considers the issues of minimizing the negative impact of complications associated with changes in the state of the productive deposit in the process of operation of gas condensate fields at the final stage of development, leading to a decrease in flow rate and withdrawal of wells from the active stock. The situations when in gas condensate fields the development is carried out unevenly by area and/or section, which leads to the presence of unexploited deposits, slowing down the rate of field development, reducing the final coefficient of gas-condensate yield and worsening economic indicators have been studied. The choice of a variant for exploitation regulation of productive deposits by objects, connected with specification of residual gas reserves and their distribution in the reservoir, preventing reduction of the final gas-condensate yield coefficient and deterioration of economic indicators, is substantiated. **Aim.** To determine ways to minimize the negative impact of emerging complications in the process of operation of gas condensate fields at the final stage of development, leading to a decrease in flow rate and withdrawal of wells from the active stock. **Objects of research.** Multilayer gas condensate fields at the final stage of development. **Methods** are based on the analysis and generalization of field data on the studied problems, as well as on the results of their own analytical and theoretical studies using mathematical statistics with the help of modern hardware and software. The actual dependence of the reduced reservoir pressure on the accumulated gas withdrawal, adapted from the field development history, was used to compile a calculation model for forecasting the technological indicators of the object development. **Results.** Recommendations for regulating the development of objects related to the specification of residual gas reserves and their distribution in the deposits, minimizing the negative impact of emerging complications in the process of operation of gas condensate fields at the final stage of development, leading to a decrease in flow rate and withdrawal of wells from the active stock were offered.

Keywords: field, reservoir, section, well, flow rate, field development, gas condensate field.

For citation: Gasumov E.R., Gasumov R.A. Efficiency analysis of operation for gas condensate fields in the North Caucasus at the final stage of development. *Geologiya i Geofizika Yuga Rossii = Geology and Geophysics of Russian South.* (in Russ.). 2024. 14(2): 154-165. DOI: 10.46698/VNC.2024.22.22.012

Введение

В процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений (ГКМ) на завершающем этапе разработки возникает ряд осложнений, ведущих к снижению дебита и выходу скважин из действующего фонда. К таким осложнениям относятся [Гасумов, Гасумов, 2023; Gu, 2023; Yu et al., 2022]:

- неустойчивость продуктивных пластов к длительному воздействию повышенных депрессий;
- недостаточная для выноса капельной жидкости скорость газового потока, ведущая к накапливанию в призабойной зоне пласта (ПЗП) и стволе скважины жидкости (водоконденсатная смесь). Накопление жидкости приводит к ухудшению проницаемости ПЗП, кольтматации порового пространства и нарушению гидродинамической связи в системе “скважина-пласт”;
- наличие в составе добываемых углеводородов (УВ) коррозионно-агрессивных компонентов;
- снижение давления в устье работающей скважины вследствие истощения пластовой энергии.

Сложные условия эксплуатации скважин на месторождениях на завершающем этапе разработки, сложное геологическое строение залежи, её литологическая неоднородность приводят к тому, что наиболее активно дренировались северная и центральная части месторождения. Исследование данной проблемы проводилось на примере многопластового Некрасовского ГКМ, находящегося на завершающем этапе разработки, где подавляющее большинство эксплуатационных скважин вышло из эксплуатации в результате внедрения в залежи воды с южной части структуры. Оставшиеся скважины разрабатывают северную и центральную зоны месторождения. За весь период разработки на месторождении пробурено 47 скважин, из которых в эксплуатационном фонде находилось 40, из них используется пять скважин, остальные были переведены в бездействующий фонд, так как с 2015 года они не давали продукцию. Промышленная газоносность месторождения связана с готерив-барремскими (свита губс) и аптскими (самурская свита) отложениями нижнего мела [Березовский и др., 2020; Gasumov, Gasumov, 2020; Gasumov, Gasumov, 2023a].

В разрезе месторождения выделено четыре продуктивных пачки, имеющие собственные газо-водяные контакты (ГВК), что свидетельствует об отсутствии газогидродинамической связи между ними. Однако разработка всех четырёх пачек велась совместно, как единого эксплуатационного объекта, и учёт добычи УВ осуществлялся в целом по месторождению, систематические замеры пластового давления в каждой пачке отдельно отсутствуют. На начало 2015 года в разработке находились залежи I и II пачек, а уже через два года все скважины были остановлены, из-за отсутствия промышленного притока УВ. Проведённые расчёты показали, что основной отбор производился из залежи пластов I и II, которые составили около 94% от начального балансового запаса, отбор газа из залежи пласта III – 11 %, из залежи пласта IV – 24 % [Березовский и др., 2020б; Gasumov, Gasumov, 2023b; Helseth et al., 2004].

Методы исследований

Для достижения поставленных целей в работе проведены обработка промысловых и экспертных материалов, результатов наблюдений, расчёты полученных теоретических зависимостей и их анализ с использованием методов математической статистики с помощью современных технических и программных средств. Поставленные задачи решались путём проведения теоретических и экспериментальных исследований. Используются показатели, полученные в результате вычислительного эксперимента, рассчитываемые для различных численных значений определяющих факторов.

Результаты работы и их обсуждение

В результате проведённых исследований методами радиометрии (нейтронный каротаж, нейтронный гамма-каротаж, импульсный нейтрон-нейтронный каротаж) определены основные характеристики продуктивной залежи (табл. 1).

Таблица 1 / Table 1

Результаты исследования методами радиометрии (НГК, ГК, 2ННК, ИННК) / Results of the study by radiometry methods (neutron logging, neutron gamma logging, pulsed neutron-neutron logging)

Показатели / Indicators	Значения / Values
Продуктивные интервалы (с низкими коллекторскими свойствами), м / Productive intervals (with low reservoir properties), m	3360,8–3365,0 3370,6–3374,7
Интервалы (неясный характер насыщения), м / Intervals (unclear nature of saturation), m	3375,1–3380
Скважины работают в режиме поддержания заданного устьевого давления / Wells operate in the mode of maintaining the target wellhead pressure	Исходя из требований минимального давления в магистральном газопроводе / Based on the requirements of the minimum pressure in the main gas pipeline
Пластовое давление / Reservoir pressure	Снизилось на 87,2 % от начального / Decreased by 87.2% from the initial
Требуемое давление в устье / Required wellhead pressure	На 21 % выше, чем проектное, что ведёт к снижению дебита газа / 21% higher than the design, which leads to a decrease in gas production
Суточный средний дебит газа / Daily mean gas flow rate	Ниже проектной величины на 42 %, в связи со скоплением на забое и выносом воды, периодической остановкой скважин и требованием поддержания более высокого давления в устье скважин / Below the design value by 42%, due to the accumulation at the bottomhole and the removal of water, periodic shutdown of wells and the requirement to maintain a higher pressure at the wellhead
Суточный средний дебит конденсата / Daily average condensate flow rate	Выше проектной величины, что связано с более высоким текущим конденсатосодержанием, чем определено проектом / Above the design value, which is associated with a higher current condensate content than determined by the project

Важной особенностью эксплуатации скважин данного месторождения, ухудшающей экономические показатели его разработки, явились низкие устьевые давления (вследствие истощения пластовой энергии основных разрабатываемых залежей II и I пластов), не позволяющие обеспечить оптимальные условия добычи, сепарации и транспорта газа. Это привело к осложнениям эксплуатации скважин, потерям конденсата и преждевременному завершению эксплуатации скважин [Березовский и др., 2020б; Гасумов, Гасумов, 2023; Dzhahalov et al., 2022; Кануков, 2017; Kuang et al., 2023].

В региональном тектоническом плане Некрасовское месторождение приурочено к южной части Каневско-Березанского вала и представляет собой двухку-

польную антиклиналь субмеридионального простирания. Литология коллекторов представлена песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Залежи I, II, III, IV пачек нижнемеловых отложений разрабатывались в условиях близких к газовому режиму. Коллекторы I пачки на площади развиты не повсеместно. В пределах месторождения определены три самостоятельных продуктивных залежи: Южная, Центральная, Северная [Алиев, Бондаренко, 2003; Березовский и др., 2020б; Gasumov, Gasumov, 2023b; Поляков, Волков, 2018] (рис. 1).

Коллекторы I продуктивной пачки: Южная часть залежи**Reservoirs of the I productive unit: Southern part of the deposit**

Пластовая, сводовая с литологическим экранированием с севера. ГВК принят на отметке минус 3293 м. Размеры залежи: длина 2,75 км, ширина 3,75 км, высота 41 м

Reservoir, domed with lithological screening from the north. GWC was taken at the level of minus 3293 m. Deposit dimensions: length 2.75 km, width 3.75 km, height 41 m

Коллекторы I продуктивной пачки: Центральная часть залежи**Reservoirs of the I productive pack: Central part of the deposit**

Связана с небольшой линзой коллекторов, ГВК отсутствует. Залежь – пластовая, со всех сторон контролируется линией выклинивания. Размеры залежи: длина 0,75 км, ширина 0,74 км, высота около 2 м

Associated with a small collector lens, no HWC. The deposit is reservoir, from all sides it is controlled by the wedging line. Deposit dimensions: length 0.75 km, width 0.74 km, height about 2 m

Коллекторы I продуктивной пачки: Северная часть залежи**Reservoirs of the I productive unit: Northern part of the deposit**

Пластовая, сводовая с литологическим экранированием с севера, запада и юга. ГВК принят по аналогии с Южной залежью на отметке минус 3293 м. Размеры залежи: длина 2,2 км, ширина 3,0 км, высота 44 м

Reservoir, domed with lithological screening from the north, west and south. The GWC was adopted by analogy with the South deposit at a mark of minus 3293 m. The dimensions of the deposit: length 2.2 km, width 3.0 km, height 44 m

Коллекторы II продуктивной пачки**Collectors II productive pack**

Прослеживаются во всех скважинах. ГВК принят на абсолютной отметке минус 3318 м. Размеры залежи: длина 10,5 км, ширина 6,4 км, высота 64 м. залежь - пластовая, сводовая

traced in all wells. GWC was taken at an absolute mark of minus 3318 m. The dimensions of the deposit: length 10.5 km, width 6.4 km, height 64 m

Коллекторы III продуктивной пачки**Collectors III productive pack**

Развиты в пределах площади не повсеместно. ГВК принят на абсолютной отметке минус 3325 м. Размеры залежи: длина 6,5 км, ширина 2,5 км, высота 25 м. залежь характеризуется как пластовая, сводовая, с частичным литологическим ограничением на северо-востоке

Developed within the area is not everywhere. The GWC was taken at an absolute mark of minus 3325 m. The dimensions of the deposit: length 6.5 km, width 2.5 km, height 25 m.

Коллекторы IV продуктивной пачки**Collectors IV productive pack**

ГВК принят на абсолютной отметке минус 3340 м. Размеры залежи: длина 5,25 км, ширина 2,0 км, высота 21,6 м. Залежь характеризуется как массивная, сводовая

The GWC was taken at an absolute mark of minus 3340 m. The dimensions of the deposit are: length 5.25 km, width 2.0 km, height 21.6 m. The deposit is characterized as massive, domed

Источник: Данные АО «СевКавНИПИгаз» / Source: SevKavNIPIGaz data

Рис. 1. Определение самостоятельных продуктивных залежей /

Fig.1. Determination of independent productive deposits

Газ месторождения состоит, в основном, из метана, содержание которого изменяется от 84 до 86 %, относительная плотность составляет – 0,678, а начальное потенциальное содержание C5+ во всех пластах – 35,5 г/м³. Удельный вес конденсата составляет 770–828 кг/м³, по физико-химическим свойствам и составу он для всех пачек одинаковый [Березовский и др., 2020а; Голик и др., 2020; Gasumov, Gasumov, 2020].

Промышленная газоносность Некрасовского месторождения связана с готерив-барремскими (свита губс) и аптскими (самурская свита) отложениями нижнего мела. Месторождение является многопластовым. ГВК приняты на абсолютных отметках:

- I пачка – 3293 м;
- II пачка – 3318 м;
- III пачка – 3325 м;
- IV пачка – 3340 м;
- V пачка – 3358 м.

На основании корреляции геофизических разрезов в продуктивной части нижне-меловых отложений выделено пять песчано-алевритовых пачек, имеющих разные газо-водяные контакты (ГВК) (приняты на абсолютных отметках), но практически одинаковую пластовую температуру – 144⁰ С и начальное пластовое давление – 34,9 МПа (табл. 2).

Таблица 2 / Table 2

Состояние разработки залежи / Reservoir development status

Пачки залежи/ Pack deposits	Глубина, м / Depth, m	Состояние разработки залежи / Reservoir development status
- I пачка - Pack I	3293	Пачки I, II, III, IV залежи нижнемеловых отложений разрабатывались как единый эксплуатационный объект, учёт добычи углеводородов производился в целом по месторождению / Deposits I, II, III, IV of the Lower Cretaceous deposits were developed as a single production facility, hydrocarbon production was recorded for the whole field
- II пачка - Pack II	3318	
- III пачка - Pack III	3325	
- IV пачка - Pack IV	3340	
- V пачка - Pack V	3358	V пачка из подсчёта запасов исключена и не рассматривалась в проектом документе / Pack V is excluded from the reserve calculation and was not considered in the project document

В связи с не выделением для реализации самостоятельных объектов эксплуатации были проведены сопоставления проектных и фактических показателей разработки ГКМ (табл. 3), с использованием промысловых и геофизических данных, а также результатов авторского надзора [Gasumov, Gasumov, 2023а; Березовский и др., 2020б; Магерратова, 2021; Хорольский и др., 2009].

Зависимость снижения приведённого пластового давления от накопленного отбора газа получена за период, прошедший после принятия проекта разработки ГКМ, и отражена на графике (рис. 2). Расчёты показали, что годами происходит уменьшение области дренирования запасов пластового газа [Алиев, Бондаренко, 2003; Гасумов, Гасумов, 2023; Lea, 2008; Назаров, Шевцов, 2021].

Таблица 3 / Table 3

**Результаты анализа сравнения фактических данных с проектными показателями /
Results of the analysis of the comparison of actual data with design indicators**

Показатели / Indicators	Значения / Values
Темп отбора и фактический годовой отбор газа ниже проектной величины / The rate of production and the actual annual gas production are below the design value	на 17 % / by 17%
Отклонение суммарного накопленного отбора газа / Deviation of the total accumulated gas extraction	0,01 % / by 0,01 %
Добыча конденсата обусловлена темпом отбора газа и условиями сепарации, годовая фактическая добыча конденсата ниже проектной величины / Condensate production is determined by the rate of gas withdrawal and separation conditions; the actual annual condensate production is below the design value.	на 12 % / by 12%
Фонд добывающих и проектных скважин / Fund of production and project wells	соответствует / corresponds
Давление в устье добывающих скважин обусловлено давлением на приёме в МГП и превышает расчётную величину / The pressure at the mouth of production wells is due to the pressure at the intake in the MGP and exceeds the calculated value	на 21 % / by 21%
Средний годовой дебит добывающих скважин ниже проектной величины / The average annual flow rate of production wells is below the design value	на 20 % / by 20%
Расчётные пластовое (а также, давление в зоне отбора газа) и проектные давления / Calculated reservoir (including the pressure in the gas extraction zone) and design pressures	соответствует / corresponds

Для составления расчётной модели прогнозирования технологических показателей ГКМ использовалась фактическая зависимость снижения приведённого пластового давления от накопленного отбора газа [Алиев, Бондаренко, 2003; Gasumov, Gasumov, 2023b; Дейк, 2012] (рис. 2).

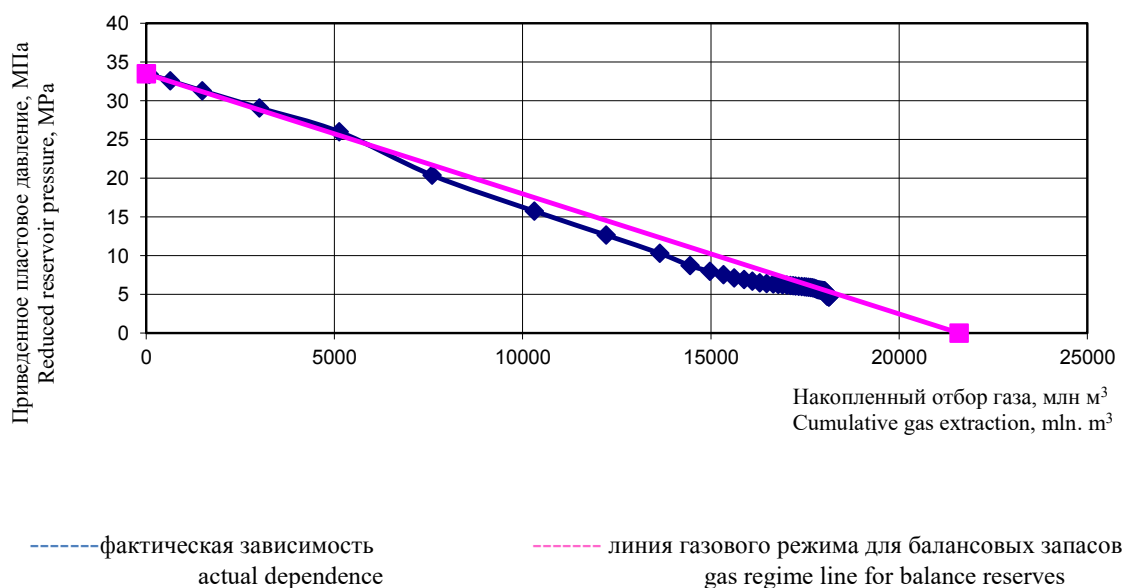


Рис. 2. График зависимости приведённого пластового давления от накопленного отбора газа /
Fig. 2. Graph of the dependency of the reduced reservoir pressure on the accumulated gas production

В процессе эксплуатации месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки, одним из основных возникающих осложнений, ведущих к снижению дебита и выходу скважин из эксплуатационного фонда, является неустойчивость продуктивных пластов к длительному воздействию повышенных депрессий [Гасумов, Гасумов, 2023; Gasumov, Gasumov, 2023a; Magerramova, 2021; Yu et al., 2022]. А также, проведённый анализ промысловых данных показывает, что завершающая стадия разработки месторождений Северного Кавказа, где отмечается внедрение в залежи воды с южной части структуры (разрабатывают скважины расположенные в северной и центральной зоне ГКМ) характеризуется:

- низким пластовым давлением (в пределах 4–6 МПа) при большой глубине залегания продуктивных пластов (3302–3357 м);
- высоким содержанием жидкости в продукции скважин;
- низкими дебитами (не обеспечивающими вынос жидкости на поверхность);
- ухудшившейся проницаемостью призабойной зоны пласта после длительной эксплуатации скважин.

Целесообразно разработку месторождения осуществить с доизучением текущего состояния продуктивных интервалов IV и III пластов (выполнить существующим фондом скважин). Для этого необходимо параллельно осуществить возврат в одной скважине на IV пласт, в другой скважине на III пласт. Это позволит, учитывая результаты исследования залежей IV и III пластов, получить максимальную информацию о состоянии залежей IV, III и II пластов в южной части месторождения. Состояние контроля и регулирования разработки ГКМ в этом случае сводится к своевременному обнаружению факторов, осложняющих эффективную эксплуатацию скважин, снижающих их дебиты, и, соответственно, отборы газа в целом по месторождению.

Сложные условия эксплуатации скважин, сложное геологическое строение залежи, ее литологическая неоднородность привели к тому, что наиболее активно дренировались северная и центральная части месторождения.

Неравномерная разработка месторождения по площади и по разрезу привела к существованию невыработанных залежей, замедлению темпа разработки месторождения, снижению конечного коэффициента газоотдачи и ухудшению экономических показателей [Березовский и др., 2020a; Melikov et al., 2022; Попков, Попков, 2023; Tureyen et al., 2005].

Проведённые временные замеры нейтронными методами по всему фонду скважин в период капитального ремонта скважин позволили осуществить дальнейший контроль за степенью выработанности пласта, определить текущее положение ГВК и характер насыщения пластов-коллекторов за эксплуатационной колонной.

В связи с тем, что разработка месторождения ведётся в условиях естественного режима истощения пластовой энергии, для обеспечения требуемых технических параметров подачи газа в магистральный газопровод рационально установление на устьях скважин, добывающих газ из I и II пластов модульных устьевых компрессоров.

Проведённый анализ эффективности эксплуатации газоконденсатных месторождений Северного Кавказа на завершающем этапе разработки, на примере Некрасовского ГКМ показал, что одними из основных причин несоответствия проектных и фактических технико-экономических показателей также являются:

- рост налога на добычу полезных ископаемых (ставка НДС на газ изменилась,

стала учитывать многокомпонентный состав горючего природного газа, макроэкономические показатели, ценовую конъюнктуру на целевых рынках сбыта);

- повышение среднемесячной заработной платы производственного персонала и взносы в государственные внебюджетные фонды (немаловажным фактором является численность производственного персонала по месторождению);

- изменение уровня цен на сырье, материалы, товары и услуги, потребляемые в процессе производственной деятельности (изменение удельных затрат);

- несоблюдение графика проведения капитального ремонта скважин (в проекте капитальный ремонт не предусмотрен, а фактически проводился);

- затраты на геологоразведочные работы (в проекте не предусмотрены, а фактически они выполнены);

- рост прочих затрат (на страхование, прочие услуги производственного назначения и общехозяйственные расходы).

Все вышеперечисленные факторы привели к значительному увеличению годовых эксплуатационных затрат и, как следствие, к росту себестоимости добычи газа. А также необходимо отметить, что по проекту все удельные исходные данные приняты в целом для газового промысла, в состав которого входили 5 месторождений, а фактически 4 из них не разрабатываются.

Результаты анализа показывают, что на долю Некрасовского месторождения по газовому промыслу приходится:

- объем валовой добычи газа – 14%;
- добычных скважин – 28,6%; (в т. ч. в эксплуатации – 13,0%);
- среднесписочной численности – 37% (в т. ч. производственного персонала - 39%);
- производственных затрат – 33,0%.

Удельные материальные затраты на добычу газа по месторождению на 332% превышают затраты по промыслу, среднемесячная заработная плата – на 7,7%, прочие затраты – на 264%. Проведённый анализ показывает, что значительная доля затрат списывается не по местам их возникновения, а на одно месторождение, что приводит к росту себестоимости добычи углеводородов. Давать предложения по основным технико-экономическим показателям разработки месторождения на ближайшую перспективу по фактическим затратам является некорректным, т. к. затраты по месторождению значительно превышают затраты по газовому промыслу, что свидетельствует о неправомерном разнесении затрат по местам их возникновения.

Предложено для дополнительного изучения текущего состояния залежи осуществить разработку на IV и III пластах по одной скважине.

Выводы

1. Уточнение остаточных запасов газа и распределение их в залежах III и IV пластов нижнемеловых отложений позволит регулировать разработки месторождения по объектам.

2. Для минимизации отрицательного воздействия осложнений необходим постоянный контроль за разработкой месторождения, в том числе: энергетическими параметрами и режимом работы залежи, с проведением анализа динамики среднего пластового давления, количества содержащейся в газе воды и её минерализации; технологическим режимом и текущей продуктивностью скважин, с выполнением контрольных замеров дебитов скважин.

3. Основными причинами возникновения осложнений при эксплуатации газоконденсатных месторождений на завершающем этапе разработки, ведущими к снижению дебита и выходу скважин из действующего фонда, являются:

- неустойчивость продуктивных пластов к длительному воздействию повышенной депрессии;

- недостаточная для выноса капельной жидкости скорость газового потока, ведущая к накоплению в призабойной зоне пласта и стволе скважины жидкости;

- неравномерная разработка ГКМ по площади и по разрезу приводит к существованию невыработанных залежей, замедлению темпа разработки месторождения, снижению конечного коэффициента газоотдачи и ухудшению экономических показателей;

- низкие устьевые давления, не позволяющие обеспечить оптимальные условия добычи, сепарации и транспортировки газа.

Литература

1. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М.: Недра, – 2003. 230 с.

2. Березовский Д.А., Очерedyкo Т.Б., Липулени О.Д. Геологические основы для проектирования доразведки Некрасовского газоконденсатного месторождения. // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020а. – № 1. – С. 74–93.

3. Березовский Д.А., Очерedyкo Т.Б., Липулени О.Д. Перспективы доразработки Некрасовского газоконденсатного месторождения. // Булатовские чтения. – 2020б. – № 2. – С. 82–94.

4. Гасумов Р.А., Гасумов Э.Р. Оценка гидродинамического совершенства системы скважина-пласт, формируемой на этапе вскрытия продуктивного пласта. // Геология и геофизика Юга России. – 2023. – Т. 13. № 4. – С. 108–123. DOI: 10.46698/VNC.202326.

5. Голик В.И., Бурдзиева О.Г., Дзеранов Б.В., Дмитрак Ю.В. Управление геомеханикой массива путем оптимизации технологии разработки. // Геология и геофизика Юга России. – 2020. – Т. 10. № 1. – С.127–137. DOI: 10.23671/VNC.2020.1.59070.

6. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений: пер. с англ.: Фалалеев Б.Л.; под ред. Симкина Э.М. М: Премиум Инжиниринг, – 2012. 549 с.

7. Кануков А.С. Интеграция базы данных геологической информации в систему геоинформационного моделирования. // Геология и геофизика Юга России. – 2017. – № 3. – С. 57–66. DOI: 10.23671/VNC.2017.3.9505.

8. Назаров У.С., Шевцов В.М. Перспективы разработки длительно эксплуатируемых газоконденсатных месторождений. // Узбекский журнал нефти и газа. – 2021. – Вып. 2. – С. 59–67.

9. Поляков А.В., Волков А.Н. Совершенствование системы контроля газоконденсатной характеристики пласта на поздней стадии разработки нефтегазоконденсатных месторождений. // Вести газовой науки. – 2018. – Т. 33. № 1. – С. 248–253.

10. Попков В.И., Попков И.В. О сохранении поровых коллекторов в нижней части разреза нефтегазоносных отложений триаса Скифско-Туранской платформы. // Геология и геофизика Юга России. – 2023. – Т. 13. № 2. – С.106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009.

11. Хорольский В.Я., Таранов М.А., Петров Д.В. Техничко-экономические расчёты распределительных электрических сетей. Ростов-на-Дону: Терра Принт, – 2009. 132 с.

12. Dzhahalov G.I., Moldabaeva G.Zh., Kunaeva G.E. Parametric identification of reservoir hydrodynamic model for actual development indicators. // Socar Proceedings. – 2022. – No. 4. – pp. 45–54.

13. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Lithological and paleogeographic conditions for the formation of oil fields with complex clay reservoirs by example of khadum-batalpashinsk deposits. // Oil industry. – 2020. – No. 5. – pp. 26–30.

14. Gasumov E.R., Gasumov R.A. Technical and technological solutions for limiting water inflow in gas wells with a horizontal bore end. // *SOCAR Proceedings*. – 2023a. – No. 3. – pp. 75–82. DOI: 10.5510/OGP20230300889.
15. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Mathematical model for injecting viscoelastic compositions into the productive formation. // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. – 2023b. – Vol. 334. Issue 3. – pp. 218–228.
16. Gu Y.Q. Sedimentary Reservoir Characteristics and Reservoir Classification Evaluation of Benxi Formation in Well Da-Ning Area, Ordos Basin. // *Open Access Library Journal* – 2023. – Vol. 10 No. 2. – DOI: 10.4236/oalib.1109634.
17. Helseth H.M., Matthews J.C., Avset P., Wijngaarden A.-J. Combined diagenetic and rock physics modeling for better control of seismic depth trends. // Publisher: European Association of Geologists and Engineers Source: 66th EAGE Conference & Exhibition, June 2004, cp-3-00318. DOI: 10.3997/2214-4609-pdb.3.F041.
18. Kuang H., Liu H., Tan X., Yu J., Song H., Zhou R., Wang J., Liu F. Study on factors affecting the petro physical properties of sandstone and conglomerate reservoirs of Baikouquan Formation, Junggar Basin. // *Frontiers in Earth Science*. – 2023. – Vol. 10. DOI: 10.3389/feart.2022.1033344.
19. Lea J.F., Nickens H.V., Well, M.R. *Gas Well Deliquification*. – 2nd edition. – 2008. – 588 p.
20. Magerramova S.D. Improving the efficiency of the condensate recovery process in gas condensate fields under various development modes. // *Socar Proceedings*. – 2021. – No. 3. – pp. 63–67.
21. Melikov G.Kh., Ismailov Sh.Z., Suleymanov A.A., Mammedli N.F. Diagnosing the multiphase flow regime and watering intervals in a multilayer reservoir based on the analysis of DTS measurements. // *Socar Proceedings*. – 2022. – No. 1. – pp. 47–55.
22. Tureyen O.I., Karacali O., Caers J. A parallel, multiscale approach to reservoir modeling. // *Computational Geosciences*. – 2005. – Vol. 9. – pp. 75–98.
23. Yu J., Luo G., Li B. Diagenesis and Diagenetic Facies of the Upper Wurche Formation in the shavan deflection. // *Earth Science*. – 2022. – No. 36. Issue 4. – pp. 1095–1104. DOI: 10.19657/j.

References

1. Aliev Z.S., Bondarenko V.V. Guidelines for the design of the development of gas and gas condensate fields. Moscow. Nedra. 2003, 230 p. (In Russ.)
2. Berezovsky D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni O.D. Geological bases for designing additional exploration of the Nekrasovsk gas condensate field. *Nauka. Technique. Technologies (Polytechnic Bulletin)*. 2020. No. 1. pp. 74–93. (In Russ.)
3. Berezovsky D.A., Ocheredko T.B., Lipuleni O.D. Prospects for the additional development of the Nekrasovsk gas condensate field. *Bulatovskie Readings*. 2020. No. 2. pp. 82–94. (In Russ.)
4. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Assessment of the hydrodynamic perfection of the well-reservoir system formed at the stage of opening the productive formation. *Geology and geophysics of Russian South*. 2023. Vol. 13. No. 4. pp. 108–123. DOI: 10.46698/VNC.202326. (In Russ.)
5. Golik V.I., Burdzieva O.G., Dzeranov B.V., Dmitrak Yu.V. Management of massif geomechanics through optimization of development technologies. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2020. Vol. 10. No. 1. pp. 127–137. DOI: 10.23671/VNC.2020.1.59070. (In Russ.)
6. Dake L.P. *Fundamentals of oil and gas field development: translated from English by B.L. Falaleev*. Ed. by E.M. Simkin. Moscow. Premium Engineering. 2012. 549 p. (In Russ.)
7. Kanukov A.S. Integration of the geological information database in the system of geoinformation modeling. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2017. No. 3. pp. 57–66. DOI: 10.23671/VNC.2017.3.9505. (In Russ.)
8. Nazarov U.S., Shevtsov V.M. Prospects for the development of long-term exploited gas condensate fields. *Uzbek Journal of Oil and Gas*. 2021. Issue 2. pp. 59–67. (In Russ.)

9. Polyakov A.V., Volkov A.N. Improving the system for monitoring the gas condensate characteristics of the reservoir at a late stage of development of oil and gas condensate fields. *News of gas science*. 2018. Vol. 33. No. 1. pp. 248–253. (In Russ.)
10. Popkov V.I., Popkov I.V. On the preservation of pore reservoirs in the lower part of the section of oil and gas deposits of the Triassic Scythian-Turanian platform. *Geology and Geophysics of Russian South*. 2023. Vol. 13. No. 2. pp. 106–117. DOI: 10.46698/VNC.2023.10.85.009. (In Russ.)
11. Khorolsky V.Ya., Taranov M.A., Petrov D.V. Technical and economic calculations of distribution electrical networks. Rostov-on-Don. Terra Print. 2009 132 p. (In Russ.)
12. Dzhahalov G.I., Moldabaeva G.Zh., Kunaeva G.E. Parametric identification of reservoir hydrodynamic model for actual development indicators. *Socar Proceedings*. 2022. No. 4. pp. 45–54.
13. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Lithological and paleogeographic conditions for the formation of oil fields with complex clay reservoirs by example of khadum-batalpashinsk deposits. *Oil industry*. 2020. No. 5. pp. 26–30.
14. Gasumov E.R., Gasumov R.A. Technical and technological solutions for limiting water inflow in gas wells with a horizontal bore end. *SOCAR Proceedings*. 2023. No. 3. pp. 75–82. DOI: 10.5510/OGP20230300889.
15. Gasumov R.A., Gasumov E.R. Mathematical model for injecting viscoelastic compositions into the productive formation. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2023. Vol. 334. Issue 3. pp. 218–228.
16. Gu Y.Q. Sedimentary Reservoir Characteristics and Reservoir Classification Evaluation of Benxi Formation in Well Da-Ning Area, Ordos Basin. *Open Access Library Journal* 2023. Vol. 10 No. 2. DOI: 10.4236/oalib.1109634.
17. Helseth H.M., Matthews J.C., Avset P., Wijngaarden A.-J. Combined diagenetic and rock physics modeling for better control of seismic depth trends. /Publisher: European Association of Geologists and Engineers Source: 66th EAGE Conference & Exhibition, June 2004, cp-3-00318. DOI: 10.3997/2214-4609-pdb.3.F041.
18. Kuang H., Liu H., Tan X., Yu J., Song H., Zhou R., Wang J., Liu F. Study on factors affecting the petro physical properties of sandstone and conglomerate reservoirs of Baikouquan Formation, Junggar Basin *Frontiers in Earth Science*. 2023. Vol. 10. DOI: 10.3389/feart.2022.1033344.
19. Lea J.F., Nickens H.V., Well, M.R. *Gas Well Deliquification*. 2nd edition. 2008. 588 p.
20. Magerramova S.D. Improving the efficiency of the condensate recovery process in gas condensate fields under various development modes. *Socar Proceedings*. 2021. No. 3. pp. 63–67.
21. Melikov G.Kh., Ismailov Sh.Z., Suleymanov A.A., Mammedli N.F. Diagnosing the multiphase flow regime and watering intervals in a multilayer reservoir based on the analysis of DTS measurements. *Socar Proceedings*. 2022. No. 1. pp. 47–55.
22. Tureyen O.I., Karacali O., Caers J. A parallel, multiscale approach to reservoir modeling. *Computational Geosciences*. 2005. Vol. 9. pp. 75–98.
23. Yu J., Luo G., Li B. Diagenesis and Diagenetic Facies of the Upper Wurche Formation in the shavan deflection. *Earth Science*. 2022. No. 36. Issue 4. pp. 1095–1104. DOI: 10.19657/j.