DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-55-61

УДК 665.612.2 | Научная статья

О возможности прогнозной оценки содержания кислых газов в условиях вводимых ограничений газоперерабатывающих заводов по приему попутного нефтяного газа

Соложенкина Е.К.[1], **Федоткина О.С.**[1], **Кожин В.Н.**[1], **Демин С.В.**[1], **Гилаев Г.Г.**[2], **Стародумов В.В.**[3], **Середа И.А.**[4]
[1]ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия, [2]Кубанский государственный технологический университет, Краснодар, Россия,
[3]АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия, [4]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
sologenkinaek@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье отражены вопросы обеспечения рационального использования попутного нефтяного газа на примере месторождений Самарской области. Показано, что добыча попутного нефтяного газа и его переработка в данном регионе имеет специфику, связанную с составом добываемого газа и недостаточностью мощностей принимающих заводов. Скомпонован комплексный подход, позволяющий соотносить компонентный состав попутно добываемого газа с объемами его добычи по объектам разработки. Создана методика расчета содержания кислых газов на площадных объектах наземного обустройства. Данная методика позволяет сделать процесс добычи попутного нефтяного газа надлежащего качества более управляемым для нефтедобывающего предприятия и обеспечить максимальный прием попутного нефтяного газа на заводах.

Материалы и методы

Для увеличения полезного использования добываемого попутного газа предложен метод моделирования компонентного состава ПНГ на установках сбора нефти и газа. Для данного расчета используется комплекс исходных данных: геология региона, логистическая схема сбора, компонентный состав газа и объемы добычи газа по объектам разработки. Описано применение метода для расчета содержания кислых агрессивных компонентов в составе ПНГ, поступающего на газоперерабатывающие заводы с установок сбора.

Ключевые слова

попутный нефтяной газ, газоперерабатывающий завод, кислые газы, рациональный уровень использования, компонентный состав, уровни добычи газа

Для цитирования

Соложенкина Е.К., Федоткина О.С., Кожин В.Н., Демин С.В., Гилаев Г.Г. Стародумов В.В., Середа И.А. О возможности прогнозной оценки содержания кислых газов в условиях вводимых ограничений газоперерабатывающих заводов по приему попутного нефтяного газа // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 55–61. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-55-61

Поступила в редакцию: 03.02.2021

UDC 665.612.2 | Original Paper

As to whether and how it is possible to evaluate sour gas content in the context of the limitations imposed on the gas processing plants in relation to the receipt of the associated gas

Solozhenkina E.K.[1], **Fedotkina O.S.**[1], **Kozhin V.N.**[1], **Demin S.V.**[1], **Gilaev G.G.**[2], **Starodumov V.V.**[3], **Sereda I.A.**[4]
[1]"SamaraNIPIneft" LLC, Samara. Russia, [2]Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia, [3] "Samaraneftegaz" JSC, Samara, Russia,
[4]Rosneft Oil Company, Moscow, Russia
sologenkinaek@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The article gives an example of the Samara oblast fields to present methods allowing for the sustainable use of the associated gas. It shows how specifics of the associated gas production and processing in this region relates to the composition of the produced gas and undercapacity of the receiving plants.

To attribute the associated gas composition to the volume of its production by the development targets, a complex approach is developed. Sour gas calculation method is developed for the field surface facilities. This method creates a possibility to make the proper quality production of the associated gas more manageable for an oil producing company, and to ensure that the plants receive a maximum amount of the associated gas.

Materials and methods

To increase the sustainability of use of the associated gas, an AG composition simulation method is suggested for the oil and gas gathering facilities. Certain input data are applied for the calculation, which include regional geology, gathering logistic scheme, gas composition, and gas volumetric production by the development targets. The article describes a method to calculate acid aggressive components in the AG supplied to the gas processing plants from the gathering facilities.

Keywords

associated gas, gas processing plants, sour gases, sustainable use level, gas composition, gas output

For citation

Solozhenkina E.K., Fedotkina O.S., Kozhin V.N., Demin S.V., Gilaev G.G. Starodumov V.V., Sereda I.A. As to whether and how it is possible to evaluate sour gas content in the context of the limitations imposed on the gas processing plants in relation to the receipt of the associated gas. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 55–61. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-1-55-61

Received: 03.02.2021

Введение

АО «Самаранефтегаз» разрабатывает нефтяные месторождения Самарской области более 80 лет — с 1939 г. На протяжении длительного периода освоения региона были открыты и введены в разработку более 200 нефтяных месторождений. Основная доля месторождений была открыта и введена в разработку в конце 50-х годов XX века. И на сегодняшний день большая часть высокопродуктивных объектов выработана более чем на 70–80 %.

В настоящее время процессы нефтедобычи характеризуются ухудшением качества запасов в целом: высокая выработанность старых месторождений, открытие месторождений, удаленных от объектов инфраструктуры, открытие мелких месторождений и залежей на крупных месторождениях с ухудшенными свойствами нефти и растворенного газа, с меньшим содержанием углеводородных газов, с высоким содержанием сероводорода и углекислого газа.

Однако, несмотря на вышеприведенные факторы, АО «Самаранефтегаз» удается поддерживать высокие уровни добычи нефти за счет постоянного совершенствования применяемых технологий и постепенного вовлечения в разработку объектов, которые раньше считались малоперспективными (в том числе и трудноизвлекаемых запасов).

Параллельно, начиная с 2012 г., ведется системная работа по повышению уровня использования попутного нефтяного газа. В рамках «Целевой газовой программы» реализуются мероприятия технологического характера по строительству новых и реорганизации старых объектов обустройства. АО «Самаранефтегаз» добилось значительных успехов в достижении рационального уровня использования попутного нефтяного газа. За 2018–2020 гг. уровень использования газа составлял по обществу на уровне 90 %. При этом за последние пять-шесть лет средние показатели утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) на зрелых активах ПАО «НК «Роснефть» достигли 93,8 % [1]. Данные показатели свидетельствуют об активном внедрении российскими компаниями различных новых технологий в области сокращения выбросов и объемов сжигания попутного газа [1, 2].

В 2010–2020 гг. добыча ПНГ на месторождениях АО «Самаранефтегаз» поддерживается на уровне 700 млн м^3. Следует отметить, что добыча свободного газа (газ газовых, газоконденсатных залежей и газ газовых шапок) на месторождениях АО «Самаранефтегаз» не осуществляется.

Вовлечение сложных объектов в разработку с параллельным выполнением «Целевой газовой программы» ставит новые вызовы.

Одним из таких вызовов является ухудшение качества состава попутного нефтяного газа, появление в продукции значительного количества кислых газов (сероводорода и углекислого газа). Эта проблема усугубляется тем, что основным потребителем ПНГ являются газоперерабатывающие заводы (ГПЗ), построенные и введенные в эксплуатацию в 1962–1968 гг. [3], сориентированные на месторождения, открываемые и вводимые в разработку в большом количестве в 1960–1980 гг. на территории Самарской области, объекты разработки которых содержали нефть и растворенный в ней газ с низким содержанием кислых газов (CO_2, H_2S). В настоящее время эти заводы имеют существенные жесткие ограничения по содержанию на приеме кислых компонентов.

Прием, подготовка и переработка попутного нефтяного растворенного газа, добываемого на месторождениях АО «Самаранефтегаз», происходит на двух газоперерабатывающих заводах: Отрадненском и Нефтегорском (ОГПЗ и НГПЗ), расположенных на территории Самарской области, а с марта 2020 г. поставляется в АО «Оренбургнефть» для переработки на Бузулукском ГПП (рис. 1).

В последние пять лет поступление попутного нефтяного газа на заводы ограничивается рядом причин технологического

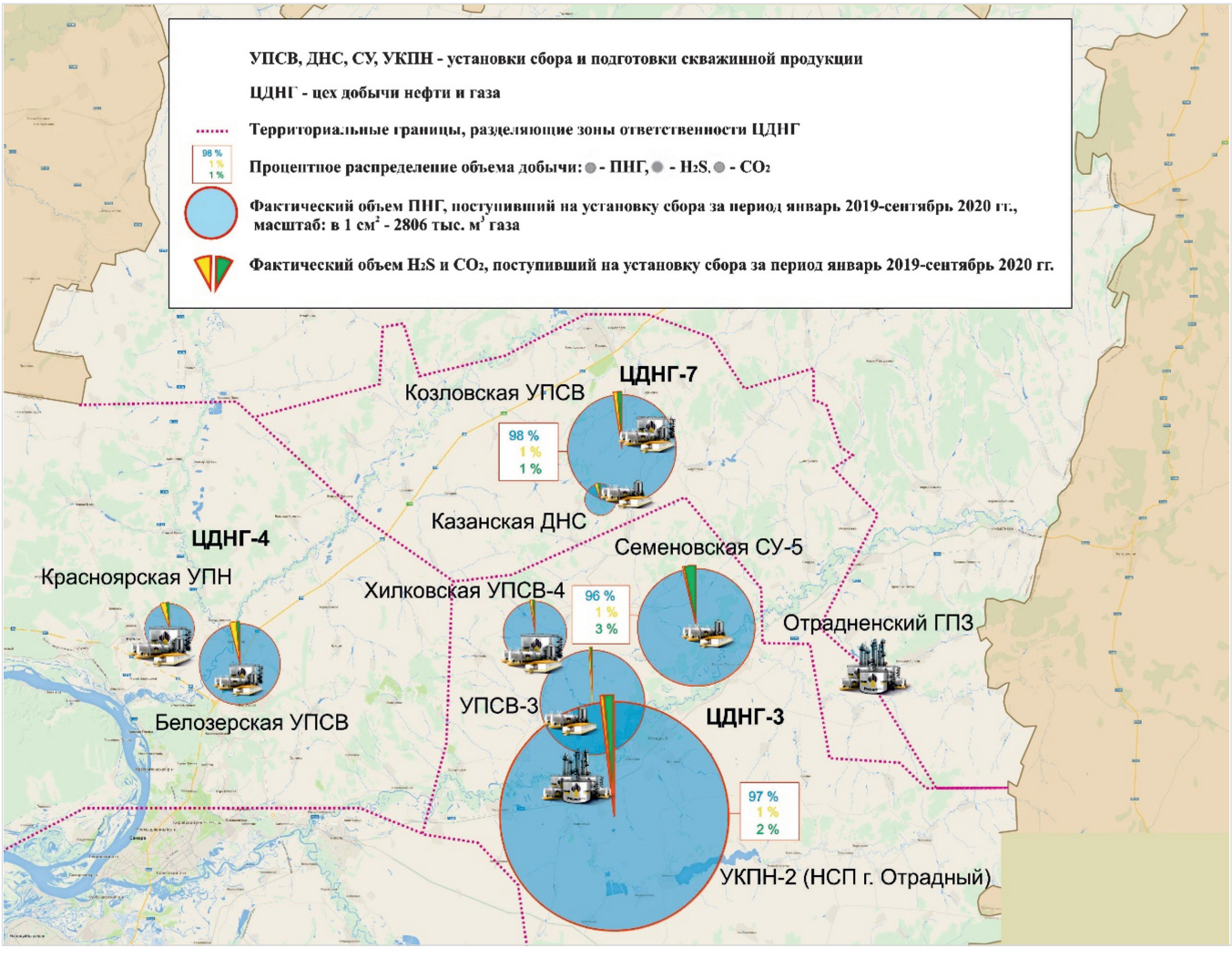
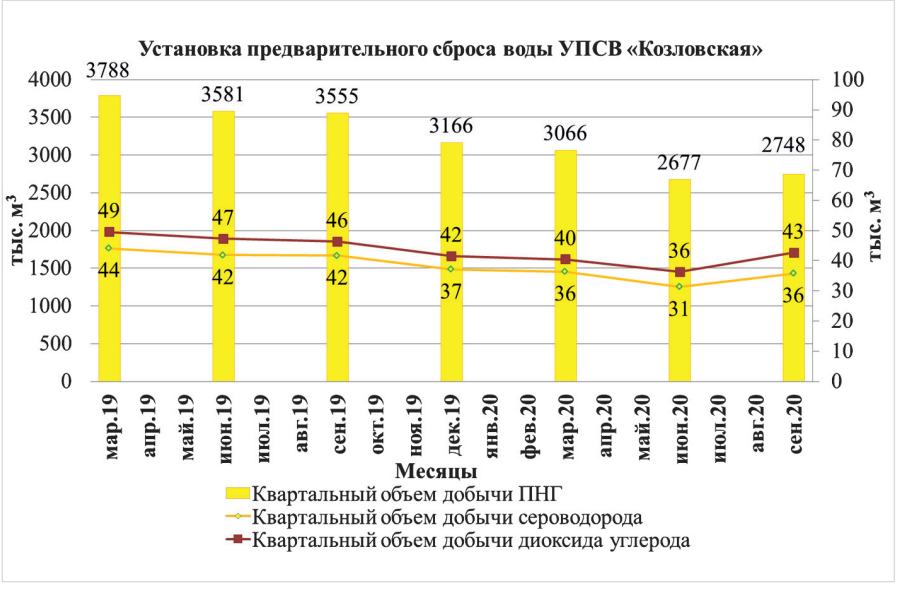


Рис. 1. Обзорная схема расположения объектов инфраструктуры на территории Самарской области
Fig. 1. Infrastructure overview layout for Samara oblast

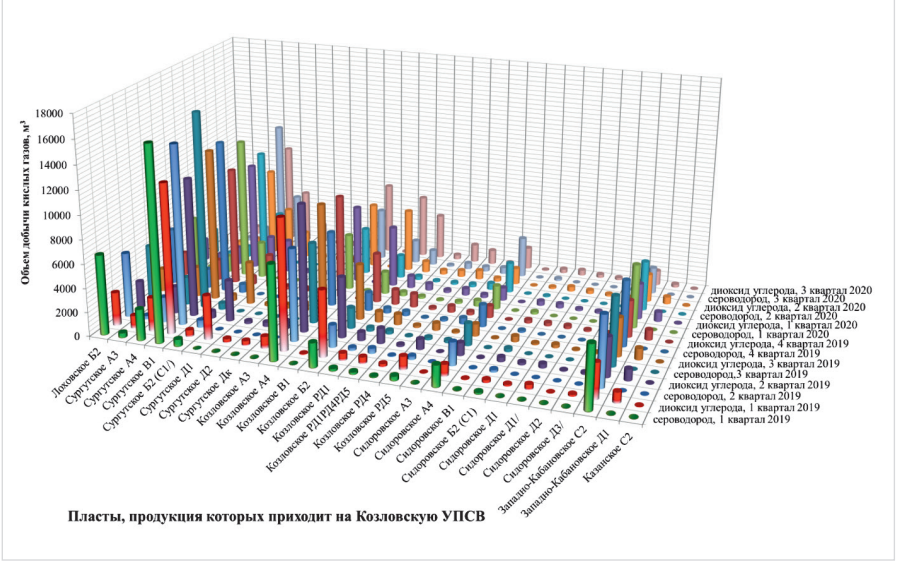
и технического характера, что влияет на возможность достижения рационального уровня использования попутного нефтяного газа (95 %). Основная причина ограничения поступления попутного нефтяного газа на заводы связана с повышенным содержанием в нем кислых газов H_2S (сероводорода) и CO_2 (углекислого газа) — природных газов, в химическом отношении являющихся кислотами или ангидридами кислот, таких как, например, угольной (H_2CO_3), сернистой (H_2SO_3).

В данной ситуации приобрели высокую актуальность задачи оперативного анализа и определения источников роста содержания кислых компонентов, поиск эффективных мер по управлению этим процессом, а также вопросы прогнозирования состава ПНГ с учетом вовлечения новых объектов в разработку, инфраструктурных решений, согласно «Целевой газовой программе», и реконструкции газоперерабатывающих заводов.

Ограничения по приему попутного нефтяного газа на Нефтегорском ГПЗ преимущественно вызваны технологическими причинами, а именно: внеплановыми остановками и ремонтом оборудования ГПЗ. Риски недостижения уровня использования ПНГ (95 %) связаны с остановкой приема газа на Нефтегорском ГПЗ при проведении плановых предупредительных ремонтов (ППР), с вероятностью порывов газопроводов и с частичным ограничением со стороны Нефтегорского ГПЗ, связанным с осуществлением технического перевооружения завода с целью увеличения производительности и усовершенствования установок сероочистки. В составе попутного газа, поставляемого на Нефтегорский ГПЗ, кислые газы (H_2S и CO_2) присутствуют в количестве



а) Содержание H_2S и CO_2 в общем потоке ПНГ, приходящем на установку
H_2S and CO_2 content in the total volume of the associated gas supplied to the facility



b) Ежеквартальный вклад объемов H_2S и CO_2 в общий объем ПНГ по пластам
Quarterly H_2S and CO_2 input to the total volume of the associated gas by formations

Рис. 2. Козловская УПСВ. Результаты расчета уровней добычи растворенного газа и объемов содержания кислых газов в продукции
Fig. 2. Installation of preliminary water discharge Kozlovskaya. Results of the calculation of the dissolved gas production levels and volumes of the sour gas content in the product

20,79 г/м³ (H_2S) и 21,61 г/м³ (CO_2), однако их концентрации не вызывают проблем с подготовкой. Согласно регламенту, на установку очистки газа от сероводорода и двуокиси углерода Нефтегорского ГПЗ исходное газовое сырье может характеризоваться содержанием 13–30 г/м³ сероводорода, 4–20 г/м³ углекислого газа. Кроме того, проектная мощность по H_2S Нефтегорского ГПЗ после проведения технического перевооружения составит 36 г/м³, что соответствует прогнозному содержанию H_2S, ожидаемому на уровне 35 г/м³. Проектная мощность по CO_2 Нефтегорского ГПЗ после проведения технического перевооружения не изменится по сравнению с существующей мощностью, которая ниже прогнозного содержания CO_2, ожидаемого на уровне 35 г/м³.

Ограничения по приему попутного нефтяного газа на Отрадненский ГПЗ преимущественно вызваны компонентным составом поставляемого газа, а именно повышенным содержанием кислых газов: сероводорода (H_2S) и углекислого газа (CO_2), концентрации которых — 21,58 г/м³ (H_2S) и 36,81 г/м³ (CO_2) — превышают производительность завода (по содержанию CO_2 во входящем потоке 29 г/м³ по потоку I ступени сепарации ПНГ и 17 г/м³ по потоку II ступени сепарации ПНГ). По концентрации H_2S проектная мощность завода не превышена.

Риски недостижения уровня использования газа (95 %) связаны с исключением поступления ПНГ с наихудшим качеством по содержанию кислых компонентов на Отрадненский ГПЗ и переводом потока ПНГ таких объектов с газопровода на факел. При этом ожидается в перспективе следующее прогнозное содержание кислых газов в попутном нефтяном газе, поступающем на Отрадненский ГПЗ: 35 г/м³ (H_2S) и 60 г/м³ (CO_2), что превышает производительность завода (и по содержанию H_2S во входящем потоке 26 г/м³ по потоку I ступени сепарации ПНГ и 29 г/м³ по потоку II ступени сепарации ПНГ, и по содержанию CO_2 во входящем потоке 29 г/м³ по потоку I ступени сепарации ПНГ и 17 г/м³ по потоку II ступени сепарации ПНГ).

В данных условиях целесообразным и оправданным является поиск подходов, способных повлиять на содержание кислых газов в составе попутного нефтяного газа, направляемого на Отрадненский ГПЗ.

В общем случае содержание кислых газов в объеме попутного нефтяного газа обусловлено вкладом доли растворенного газа, выделяющегося из продукции скважин карбонатных пластов башкирского яруса среднего карбона, терригенных пластов бобриковского горизонта нижнего карбона по части месторождений в Северной части Самарской области и карбонатных пластов турнейского яруса нижнего карбона и франского и фаменского ярусов верхнего девона по части месторождений, расположенных в центральной части Самарской области. Увеличение доли добычи нефти и, соответственно, растворенного газа с повышенным содержанием сероводорода из вышеперечисленных пластов в последний пятилетний период за счет их интенсивного разбуривания, проведения высокоэффективных ГТМ, таких как гидроразрыв пласта (ГРП),

и большеобъемные кислотные обработки привели к перегрузке Отрадненского газоперерабатывающего завода по кислым компонентам.

Кроме того, в случае Отрадненского ГПЗ, в дополнение к указанному выше фактору, рост содержания кислых газов обусловлен увеличением общего объема попутного нефтяного газа, приходящего с месторождений Северной группы, после реализации мероприятий инвестиционной Газовой программы, реализуемой в АО «Самаранефтегаз» для достижения рационального уровня использования газа. Начиная с 2016 г., были построены и введены в эксплуатацию три компрессорные станции (КС) (Сологаевская КС, Козловская КС, Яблоневская КС) и ряд газопроводов, связывающих часть установок сбора газа с Отрадненским ГПЗ.

ООО «СамараНИПИнефть» имеет опыт прогнозной оценки добычи газа по адаптивной методике расчета [4]. В этом методе расчет добычи растворенного газа основывается на данных по добыче нефти, начальном газосодержании, расчетном газосодержании и используется логистическая схема сбора нефти и газа на установки подготовки. При этом расчет адаптированных уровней добычи газа возможен при использовании перспективных прогнозных уровней добычи нефти. Использование информации о концентрациях и объемах кислых газов в скважинной продукции позволит сделать процесс добычи попутного нефтяного газа надлежащего качества более управляемым для АО «Самаранефтегаз» и обеспечить максимальный прием попутного нефтяного газа на заводах. Кроме того, на данных об объеме и компонентном составе попутного газа, согласно [5], основываются решения о составе сооружений нефтегазоподготовки.

Рассмотрим возможность прогнозной оценки содержания кислых газов путем расчета концентраций и объемов H_2S и CO_2 с уровнем детализации от пласта к установке сбора. Исходные данные в этом случае также включают логистическую схему сбора нефти и газа, фактические данные по пластам по добыче газа, данные из Госбаланса по содержанию H_2S и CO_2 по пластам.

Анализ компонентного состава потоков попутного нефтяного газа с установок сбора (ДНС, УПСВ, СУ, УПН) АО «Самаранефтегаз» с целью выявления объектов с наибольшим содержанием кислых газов выявил семь установок сбора, связанных с Отрадненским ГПЗ существующей сетью газопроводов, в качестве кандидатов для прекращения поставки попутного нефтяного газа: Козловская УПСВ, Казанская ДНС, Семеновская СУ-5, Красноярская УПН, Белозерская УПСВ, Хилковская СУ-4, Берендеевская УПСВ. Основной акцент делался на направления с наибольшим содержанием CO_2, поскольку прием газа на Отрадненский ГПЗ осуществляется на уровне его проектной производительности по CO_2. И даже небольшое превышение содержания CO_2 может привести к срыву подготовки и переработки газа. Для указанных установок сбора проведены оценки объемов содержания кислых газов.

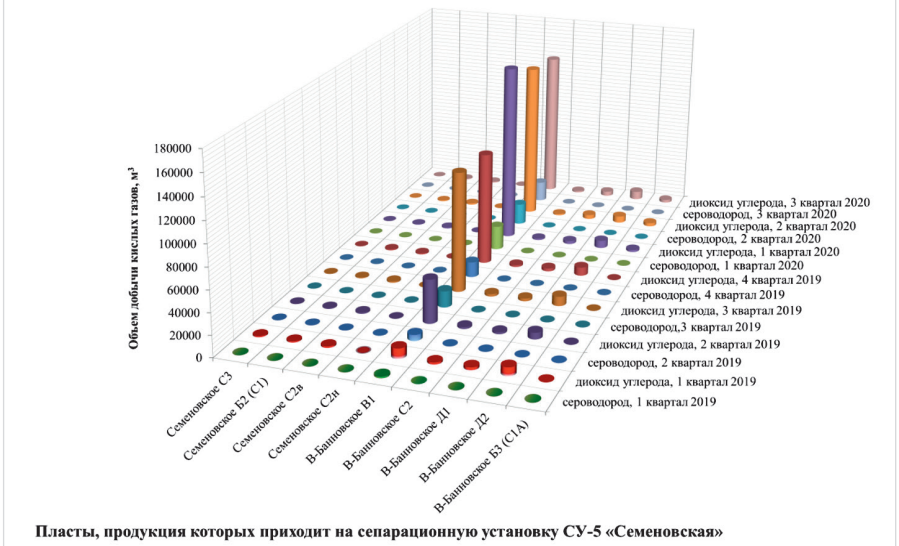
Результаты расчета уровней добычи растворенного газа и объемов содержания кислых газов в продукции, поступающей на Козловскую УПСВ, представлены на рисунке 2.

Расчет объемов кислых газов, поступающих на переработку, в данной работе основан на квартальных объемах добычи ПНГ. Это позволяет отследить годовую динамику добычи на установке сбора и выявить в ней основные тенденции, сгладив влияние суточных колебаний добычи газа из-за изменения работы отдельных скважин и системы сбора. Однако при выполнении такого расчета на перспективу в случае необходимости возможна суточная оценка содержания кислых газов на установках сбора, при условии наличия суточных объемов добычи ПНГ с объектов разработки.

По результатам расчета видно, что наиболее H_2S и CO_2-содержащими с точки зрения поступления объемов добываемого газа на Козловскую УПСВ являются пласты: Б-2 Лоховского месторождения (скв. 11), В-1 Сургутского месторождения (скв. 7) и А-4 Козловского месторождения (скв. 17). В целом за период с января 2019 г. по сентябрь 2020 г. на Козловскую УПСВ поступило 22 579 тыс. м³ газа, включая 268 тыс. м³ H_2S и 304 тыс. м³ CO_2. Динамика поступления объемов ПНГ на Козловскую УПСВ имеет тенденцию к снижению, ей же соответствуют динамики содержания H_2S и CO_2 в общем объеме попутного газа. Однако, несмотря на то, что добыча ПНГ в 3 квартале 2020 г. на 1 040 тыс. м³ ниже аналогичного показателя за 1 квартал 2019 г., содержание H_2S и CO_2 не изменяется пропорционально добыче, а находится на относительно постоянном уровне 36–44 тыс. м³ H_2S и 49–43 тыс. м³ CO_2. Поскольку на данной установке проходит совместную предварительную подготовку



a) Содержание H_2S и CO_2 в общем потоке ПНГ, приходящем на установку
H_2S and CO_2 content in the total volume of the associated gas supplied to the facility



b) Ежеквартальный вклад объемов H_2S и CO_2 в общий объем ПНГ по пластам
Quarterly H_2S and CO_2 input to the total volume of the associated gas by formations

Рис. 3. СУ-5 «Семеновская». Результаты расчета уровней добычи растворенного газа и объемов содержания кислых газов в продукции
Fig. 3. Separation plant Semenovskaya. Results of the calculation of the dissolved gas production levels and volumes of the sour gas content in the product

продукция 27 пластов шести месторождений (Лоховское, Сургутское, Козловское, Сидоровское, Западно-Кабановское, Казанское), весь исходящий ПНГ с газопровода был переведен на факел, в целях сокращения объемов поступления сероводорода и углекислого газа на Отрадненский ГПЗ и возможности приема газа с других установок.

Результаты расчета уровней добычи растворенного газа и объемов содержания кислых газов в продукции, поступающей на Семеновскую СУ-5, представлены на рисунке 3.

По результатам расчета видно, что наиболее H_2S и CO_2-содержащими с точки зрения поступления объемов добываемого газа на Семеновскую СУ-5 является пласт В-1 Винно-Банновского месторождения (скв. 3). В целом за период с января 2019 г. по сентябрь 2020 г. на Семеновскую СУ-5 поступило 24 704 тыс. м³ газа, включая 99 тыс. м³ H_2S и 840 тыс. м³ CO_2. Динамика поступления объемов ПНГ на Семеновскую СУ-5 имеет тенденцию к увеличению, ей соответствуют динамики содержания H_2S и CO_2 в общем объеме попутного газа. Однако пропорционального увеличения соответствующих объемов добычи ПНГ и кислых газов в его составе не наблюдается. Сравнение объемов добычи ПНГ, H_2S и CO_2 в 3 квартале 2020 г. и в 1 квартале 2019 г. отражает ввод в разработку H_2S и CO_2-продуцирующего пласта В-1 Винно-Банновского месторождения, из-за которого вклад кислых газов в общий объем ПНГ вырос с 1 до 19 тыс. м³ по H_2S и с 25 до 161 тыс. м³ по CO_2. На данной установке проходит совместную предварительную подготовку продукция девяти пластов двух месторождений (Семеновское, Винно-Банновское). Ранее весь исходящий попутный нефтяной газ с Козловского направления в газопровод на Отрадненский ГПЗ был переведен на факел, что позволило достичь требуемого качества ПНГ на входе на Отрадненский ГПЗ и в силу этого не переводить на Семеновской СУ-5 попутный нефтяной газ с газопровода на факел.

Результаты расчета уровней добычи растворенного газа и объемов содержания кислых газов в продукции, поступающей на УКПН-2 г. Отрадный, представлены на рисунке 4.

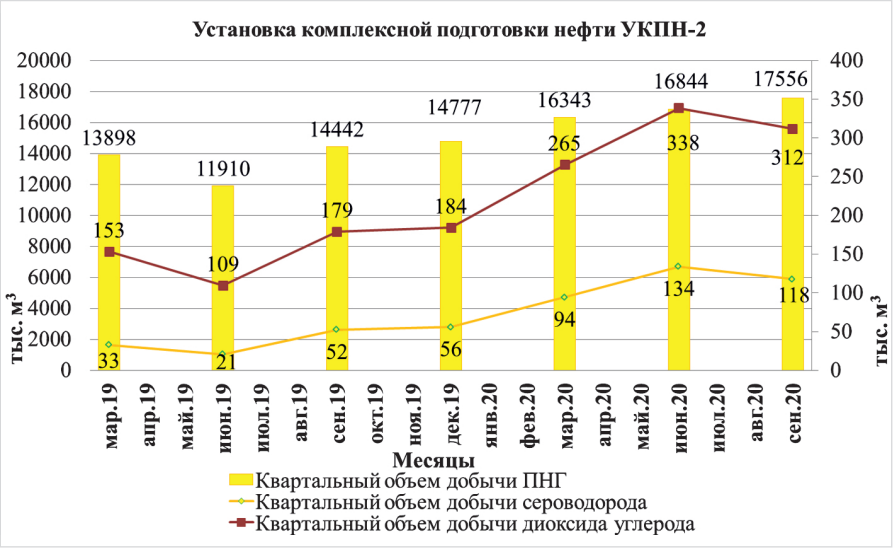
Данная установка в середине 2019 г. не выделялась значимым повышенным содержанием кислых газов в составе сепарируемого ей попутного нефтяного газа. Однако к 2020 г. ситуация на ней стала меняться.

По результатам расчета видно, что наиболее H_2S и CO_2-содержащим с точки зрения поступления объемов добываемого газа на УКПН-2 является пласт ДЗ-БУР Мухановского месторождения (3 скв.). В целом за период с января 2019 г. по сентябрь 2020 г. на УКПН-2 поступило 105 770 тыс. м³ газа, включая 508 тыс. м³ H_2S и 1 541 тыс. м³ CO_2. Динамика поступления объемов ПНГ на УКПН-2 имеет тенденцию к увеличению, ей же соответствуют динамики содержания H_2S и CO_2 в общем объеме попутного нефтяного газа. Сравнение объемов добычи ПНГ, H_2S и CO_2 в 3 квартале 2020 г. и в 1 квартале 2019 г., отражает ввод в разработку H_2S и CO_2-продуцирующего пласта ДЗ-БУР Мухановского месторождения, из-за которого вклад кислых газов в общий объем добываемого газа вырос с 33 до 118 тыс. м³ по H_2S и с 153 до 312 тыс. м³ по CO_2. На данной установке проходит совместную предварительную подготовку продукция 18 пластов трех месторождений (Мухановское, Михайловско-Коханское, Дмитриевское). Ранее весь исходящий попутный нефтяной газ с Козловского направления в газопровод на Отрадненский ГПЗ был перенаправлен, что позволило достичь требуемого качества ПНГ на входе на Отрадненский ГПЗ.

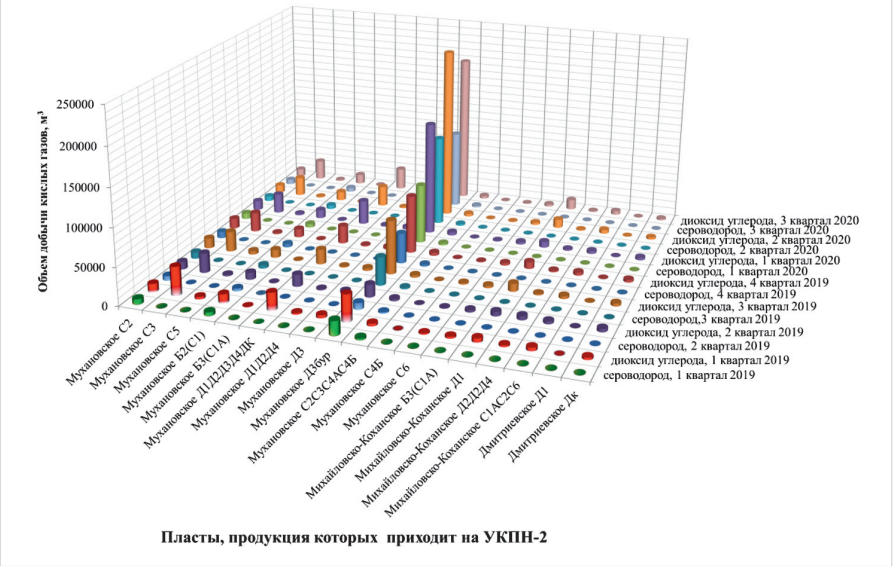
Прием попутного нефтяного газа I и II ступени сепарации на Отрадненский ГПЗ осуществляется по двухпоточной схеме. В 2024 г. планируется ввод новой установки очистки ПНГ от кислых газов (H_2S и CO_2), работающей по однопоточной схеме. Производительность новой установки по очистке ПНГ по сравнению с действующей установкой меньше по H_2S и больше по CO_2. При этом прогнозное содержание кислых газов в попутном нефтяном газе выше, чем могут переработать существующие и запроектированные мощности установок по очистке ПНГ на Отрадненском ГПЗ.

Используя уровни добычи газа по залежам, эксплуатационным объектам разработки, по месторождениям в целом на перспективный период, компонентный состав растворенного газа с объектов подготовки, схему сбора газа на Отрадненский ГПЗ (шесть направлений поступления ПНГ с двух ступеней сепарации), мы определили динамику поступления кислых газов (H_2S и CO_2) (рис. 5).

Таким образом, в долгосрочной перспективе завод не сможет переработать входящий ПНГ с вероятным прогнозным содержанием H_2S — 35 г/м³ и CO_2 — 60 г/м³ и будет



а) Содержание H_2S и CO_2 в общем потоке ПНГ, приходящем на установку
H_2S and CO_2 content in the total volume of the associated gas supplied to the facility



b) Ежеквартальный вклад объемов H_2S и CO_2 в общий объем ПНГ по пластам
Quarterly H_2S and CO_2 input to the total volume of the associated gas by formations

Рис. 4. УКПН-2 город Отрадный. Результаты расчета уровней добычи растворенного газа и объемов содержания кислых газов в продукции
Fig. 4. Installation of the complex preparation of petroleum Otradniy. Results of the calculation of the dissolved gas production levels and volumes of the sour gas content in the product

вынужден вводить ограничения на поставку ПНГ. Поэтому в данных условиях необходимы научно-обоснованные меры, чтобы максимально использовать имеющиеся ресурсы ПНГ с экономической выгодой, сопровождая процесс экологической безопасностью.

Меры, позволяющие рационализировать использование ПНГ в вышеописанной ситуации, могут выглядеть следующим образом (перечислены по мере увеличения затрат):

- ограничение добычи с H_2S и CO_2-содержащих пластов временного или постоянного характера. Данная мера повлечет за собой снижение добычи нефти, ввод новых объектов в разработку в более поздний период. Хотя, например, при сложившихся обстоятельствах в 2020 г. по ограничению добычи в результате сделки ОПЕК появилась возможность отключения скважин, сокращения добычи нефти и, соответственно, добычи попутного нефтяного газа, именно по H_2S и CO_2-продуцирующим пластам, с максимальным содержанием кислых газов;
- техническое перевооружение УПСВ, СУ, УКПН, связанное с организацией технологии сепарации попутного нефтяного газа из нефти для потоков H_2S и CO_2-содержащих пластов и с организацией сжигания только этих объемов в качестве крайней меры для обеспечения приема оставшихся объемов газа лучшего качества на ГПЗ;
- техническое перевооружение УПСВ, СУ, УКПН, связанное с организацией очистки попутного нефтяного газа от кислых газов.

Следует отметить, что механизмы полезного использования ПНГ в российском законодательстве направлены на минимизацию негативного воздействия выбросов веществ, образующихся при сжигании на факелах, на окружающую среду. При этом в добывающем АО «Самаранефтегаз» сжигание ПНГ является вынужденной временной мерой, которая применяется в силу описанных выше технологических ограничений, поскольку ПАО «НК «Роснефть» активно внедряет собственные инновационные технологии в области сокращения выбросов [1].

Описанный в статье подход к расчету содержания кислых газов позволит дополнить деятельность ПАО «НК «Роснефть» по развитию низкоуглеродного сегмента бизнеса в Самарском области путем адресного внедрения технологии очистки и рационального использования ПНГ, позволив предотвратить выброс тонн парниковых газов.

Итоги

В результате проведенных исследований создан подход, позволяющий качественно и количественно оценивать компонентный состав ПНГ, образующийся на инфраструктурном объекте системы сбора нефти и газа. Используя ряд известных исходных данных, характеризующих процесс нефтегазодобычи, предложено расчетным путем оценить содержание кислых газов в составе ПНГ. Знание концентраций и объемов кислых газов в составе ПНГ позволит в перспективе принимать максимально обоснованные решения, касающиеся экологических и экономических аспектов рационального использования ПНГ.

Выводы

Таким образом, оценив фактические показатели по добыче нефти и растворенного газа, зная перспективные уровни добычи УВ, уровни добычи и объемы H_2S и CO_2, по залежам, пластам, месторождениям и, соответственно, для каждой установки сбора, и далее поставляемых объемов на ГПЗ по газопроводам, можно выявить направления с наименьшим объемом попутного нефтяного газа, но содержащим наибольшие объемы кислых газов. Полученные расчеты и их анализ позволят регулировать поставки попутного нефтяного газа на газоперерабатывающие заводы путем обоснованного отключения конкретной установки сбора от газопроводной сети. Это позволит оптимально монетизировать добычу ПНГ, максимально учитывая экономические, экологические и технологические составляющие.

Данный алгоритм позволяет выявить связь концентраций кислых компонентов с объемами добываемого газа и количественно оценить поступление H_2S и CO_2 из конкретного пласта в существующую систему сбора. Адресное выявление H_2S и CO_2-продуцирующих пластов позволит принять меры, направленные на уменьшение их вклада в

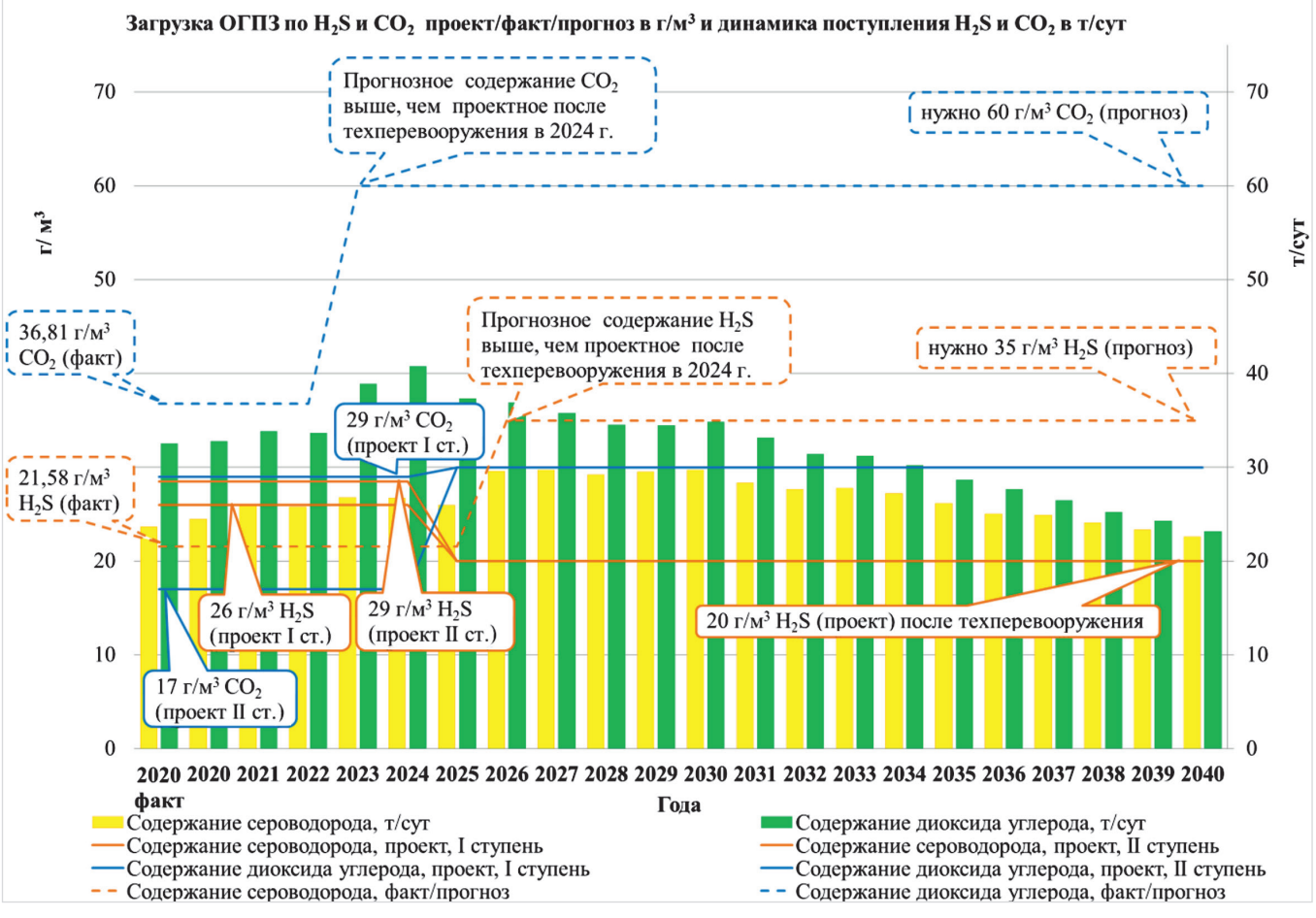


Рис. 5. Загрузка Отрадненского ГПЗ по H_2S и CO_2 и динамика поступления кислых газов на перспективу
Fig. 5. Otradnenskiy GPP H_2S and CO_2 utilization rate, and a long-term sour gas supply dynamics

общий объем ПНГ, уже на стадии добычи или подготовки, а не на стадии переработки. При этом данный подход будет являться инструментом сохранения максимально возможного уровня использования газа при существующей инфраструктуре сбора и переработки и максимально возможной добыче нефти.

Литература

1. Отчет в области устойчивого развития за 2019 г. ПАО «НК «Роснефть». 2020. Июль. 234 с. URL: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/Rosneft_CSR2019_RUS.pdf
2. Паламарчук Ю.Г. Результаты деятельности по рациональному использованию ПНГ в ПАО «Лукойл» в 2019 г. // Инженерная практика. 2020. № 8.
3. Голубева И.А., Родина Е.В. Нефтегорский и Отрадненский ГПЗ (ОАО НК «Роснефть») // Нефтепереработка и нефтехимия. 2016. № 4. С. 48–52.
4. Кожин В.Н., Базовкин А.В., Середа И.А., Амиров А.А. Адаптивная методика прогноза добычи газа и газовых факторов в условиях недостаточности замеров // Нефтепромысловое дело. 2019. № 3. С. 45–51.
5. Филиппов А.В. Компонентный состав попутного нефтяного газа // Neftegaz.ru. 2013. № 10. С. 22–26.

ENGLISH

Results

The conducted studies resulted in creating of an approach that allows evaluation the quantity and quality of the associated gas composition originated at the infrastructural facility of the oil and gas gathering system. Using a range of the common basic data describing oil and gas production process, the article suggests calculating the sour gas content in the associated gas. Knowledge of the concentrations and volumes of the sour gases in the AG will allow taking the most justified decisions regarding the environmental and economic aspects of the sustainable use of the AG.

Conclusions

Thus, having evaluated actual production performance for oil and dissolved gas, being aware of the potential HC output, H_2S and CO_2 output and volumes by deposits, formations, fields, and by each gathering facility correspondingly, volumes further supplied to the gas processing plants by the gas pipelines, it is possible to identify directions with the least volume of the associated gas containing the highest volumes of the sour gases. The calculations and their analysis will allow regulating the supplies of the associated gas to the gas processing plants by a justified shut off a certain gathering facility from the gas pipeline network. It will allow capitalizing the associated gas production in the best possible way considering economic, environmental, and technical components at a maximum level.

This algorithm allows identifying a coherence of concentration of the sour components and volumes of the produced gas, and evaluating the quantity of H_2S and CO_2 supply from a certain formation to the existing gathering system. Targeted identification of H_2S and CO_2 producing formations will allow taking measures to reduce their input to the total volume of the associated gas at the production or treatment phases rather than at the processing phase.

At that, this approach will become a tool to retain a maximum possible level of gas use at the existing gathering and processing infrastructure and a maximum possible oil production level.

References

1. Rosneft Oil Company PJSC. Sustainability Report of Rosneft, 2020, July, 234 p. URL: https://www.rosneft.com/upload/site2/document_file/Rosneft_CSR2019_ENG.pdf
2. Palamarchuk Yu.G. Results of APG rational use in PJSC “Lukoil” in 2019 SG. Inzhenernaya praktika, 2020, issue 8. (In Russ).
3. Golubeva I.A., Rodina E.V. Neftegorsky and Otradnensky Gpp (OJSC “NC “Rosneft”). Neftepererabotka i neftekhimiya, 2016, issue 4, P. 48–52. (In Russ).
4. Kozhin V.N., Bazovkin A.V., Sereda I.A., Amirov A.A. Adaptive technique for prediction of gas production and gas factors under conditions of measurements insufficiency. Oilfield engineering, 2019, issue 3, P. 45–51. (In Russ).
5. Filippov A.V. Composition of associated petroleum gas. Neftegaz.ru, 2013, issue 10, P. 22–26. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Соложенкина Елена Константиновна, главный инженер проекта, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: SologenkinaEK@samnipi.rosneft.ru

Федоткина Олеся Сергеевна, главный специалист отдела проектирования разработки, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Кожин Владимир Николаевич, генеральный директор, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Демин Сергей Валерьевич, заместитель генерального директора по геологии и разработке, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Гилаев Гани Гайсинович, д.т.н., профессор кафедры Нефтегазового дела Кубанского государственного технологического университета, Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия

Стародумов Виталий Валентинович, заместитель начальника управления разработки месторождений, АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Середа Илья Александрович, заместитель начальника УППР и ГТМ, департамента разработки месторождений, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Solozhenkina Elena Konstantinovna, chief project engineer “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia
Corresponding author: SologenkinaEK@samnipi.rosneft.ru

Fedotkina Olesya Sergeevna, chief specialist of the development design department, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Kozhin Vladimir Nikolaevich, director general, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Demin Sergey Valerevich, deputy general director for geology and development, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Gilaev Gani Gaysinovich, ph.d., professor, department of oil and gas Kuban State Technological University, Krasnodar, Russia

Starodumov Vitaliy Valentinovich, deputy head of field development department, “Samaraneftegaz” JSC, Samara, Russia

Sereda Ilya Aleksandrovich, deputy head of reservoir performance improvement and geological and technical measures department, Rosneft Oil Company, Moscow, Russia