

# Система оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений

**О.Б. Арно**

генеральный директор<sup>1</sup>  
[priemnaia@ygd.gazprom.ru](mailto:priemnaia@ygd.gazprom.ru)

**А.В. Меркулов**

заместитель генерального директора —  
 главный геолог<sup>1</sup>  
[a.merkulov@ygd.gazprom.ru](mailto:a.merkulov@ygd.gazprom.ru)

**А.К. Арабский**

д.т.н., зам. главного инженера по научно-  
 технической работе и экологии<sup>1</sup>  
[a.arabskii@ygd.gazprom.ru](mailto:a.arabskii@ygd.gazprom.ru)

**С.П. Ильин**

заместитель начальника отдела программно-  
 математического обеспечения Управления  
 геологии, разработки и лицензирования  
 месторождений<sup>1</sup>  
[p.ilin@ygd.gazprom.ru](mailto:p.ilin@ygd.gazprom.ru)

**С.А. Кирсанов**

к. т. н., заместитель начальника Управления  
 геологии, разработки и лицензирования  
 месторождения по геологии и разработке<sup>2</sup>  
[s.kirsanov@adm.gazprom.ru](mailto:s.kirsanov@adm.gazprom.ru)

**О.С. Гацולהв**

директор Центра геологического и  
 гидродинамического моделирования<sup>3</sup>  
[o\\_gatsolaev@vniigaz.gazprom.ru](mailto:o_gatsolaev@vniigaz.gazprom.ru)

<sup>1</sup>ООО «Газпром добыча Ямбург», Новый  
 Уренгой, Россия

<sup>2</sup>ПАО «Газпром», Москва, Россия

<sup>3</sup>ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

**В условиях падающей добычи, характерной для месторождений-гигантов Надым-Пур-Тазовской провинции, необходимо актуализировать геологические и фильтрационные модели объектов эксплуатации, проводить геолого-технические мероприятия на скважинах и оптимизировать параметры их технологического режима работы, оперативно планировать производственно-технологические показатели.**

Основой рационального недропользования в газодобывающей промышленности являются общепризнанные принципы устойчивого развития, требующие, в том числе, достижения максимального коэффициента извлечения углеводородов из недр и обеспечения экологической и промышленной безопасности процесса эксплуатации месторождений. Его реализация невозможна без внедрения инновационных технологий, алгоритмов и программных продуктов, обеспечивающих достоверную информацию о состоянии разработки месторождения и выбор оптимальных управленческих решений.

В условиях падающей добычи, низкого пластового давления и активного внедрения подошвенных вод — решающее значение для обеспечения устойчивой эксплуатации фонда скважин приобретает организация постоянного сбора, систематизации, обобщения и анализа всей промыслово-геологической и геофизической информации [1]. Она необходима для актуализации геологических и фильтрационных моделей объектов эксплуатации, проектирования проведения геолого-технических мероприятий на скважинах, как составного элемента системы разработки залежей, оптимизации параметров технологического режима работы скважин, оперативного и перспективного планирования производственно-технологических показателей, формирования отчетных материалов. Для полноценной реализации этих задач специалисты ООО «Газпром добыча Ямбург» создали единую «Систему оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений газодобывающего предприятия» [2], в состав которой входит система геоинформационного обеспечения, представленная на рис. 1.

Основанием для разработки являлась Комплексная программа повышения эффективности разработки месторождений на период 2011–2015 гг., принятая ПАО «Газпром». Она определила следующие задачи: совершенствование единой информационной среды; совершенствование программы корпоративного доступа к технологиям; создание и развитие отечественного программного обеспечения в области моделирования. Решая их, и была создана система, позволившая: централизовать всю промыслово-геологическую информацию; обеспечить контроль и возможность оперативной модификации алгоритма решения поставленных задач; варьировать структуру и количество исходных данных; расширять перечень решаемых задач и функций; гибко адаптировать программное обеспечение к условиям других газодобывающих предприятий.

Взаимодействие симуляторов пластовых систем с моделями наземной производственной структуры и промысловыми базами

данных осуществляется посредством сетевого программного комплекса «Промысел», разработанного специалистами Общества. По функциональному назначению этот комплекс является системой контроля и управления процессом разработки месторождений. При его создании были реализованы следующие задачи: экспертиза существующих моделей пласта и газо-сборной системы (ГСС) (правильность форматов входных и выходных данных и физической сущности параметров моделей; объединение гидродинамической модели пласта и модели ГСС промысла (программы Eclipse и PipeSim); автоматизация адаптации интегрированной модели «Пласт – Скважина – Система сбора газа»; автоматизация процессов подбора технологических режимов работы скважин с учетом ограничений по уровням отборов и диапазонов продуктивности каждой скважины; долгосрочное прогнозирование эффективности гидроразрыва пласта (ГРП) с учетом кустового расположения скважин и коллекторно-лучевой схемы внутривнедренного сбора.

Интегрирующим элементом системы стала промысловая база данных «Промысел» — разработка специалистов Общества. Приложение построено по архитектуре клиент-сервер. Хранение данных организовано в базе Microsoft SQL. Серверная часть комплекса располагается на трех серверах, решает задачи генерации модели ГСС, распределения нагрузки по ядрам процессоров и запуска моделей на расчет с помощью математических методов Pipesim. Здесь же реализованы сервисы опроса серверов телеметрии и связи с внешними приложениями. Структура системы показана на рис. 2.

Клиентская часть приложения — набор модулей: контроль разработки месторождений (Промысел КРМ); моделирование добычи углеводородов (Промысел МДУ); модуль редактирования сети сбора.

«Промысел» позволяет формировать заявки на геофизические исследования, акты по исследованиям, формировать отчетные формы по списанию запасов, бурению, по добыче газа и конденсата, исследованиям и т.д. БД «Промысел» связана с базой капитального ремонта скважин, с БД Geomod (геофизическая информация), Finder (промыслово-геологическая информация) и с АПГИ (электронный архив документов). Реализована двусторонняя связь с симулятором пласта. Производится подготовка данных для моделирования, считывание и хранение результатов гидродинамического моделирования.

«Промысел» имеет набор инструментов графического анализа информации, в т.ч.: просмотр конструкции скважины, инклинометрии в трехмерном пространстве, построение графика потенциального содержания конденсата в пластовом газе и приведение линии тренда по графику, построение графика PZ/Q

**Для достижения этих целей в ООО «Газпром добыча Ямбург» создана единая «Система оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений газодобывающего предприятия», на основе которой проводятся детализированные расчеты с использованием интегрированных геолого-технологических моделей.**

**Материалы и методы**

Используя стандартные геолого-технологические модели и принцип максимального сохранения энергии пласта, оптимизировано размещение эксплуатационных скважин. Централизация всей промыслово-геологической информации и ее использование при комплексном моделировании объектов разработки для оперативного планирования разработки месторождений.

**Ключевые слова**

геолого-технологический контроль, геофизические исследования, симулятор пласта, вариант разработки месторождения, оптимизация расположения скважин

по УКПГ. «Промысел» обеспечивает общение посредством технологии создания защищенных, надежных, транзакционных и интероперабельных распределенных приложений WCF (Windows Communication Foundation), позволяя передавать от удаленного сервера по протоколу HTTP большие объемы информации. Эта технология облегчает подключение пользователя к системе и минимизирует его ошибки в процессе работы [3].

Модуль «Промысел МДУ»: определяет оптимальные условия работы скважин и газотранспортной сети, обеспечивающие заданный отбор газа; рассчитывает максимально возможный отбор газа при текущем состоянии газового промысла и соблюдении всех технологических требований к работе оборудования; уточняет уровни отбора при добурировании скважин или реконструкции газотранспортной сети. ПК является оболочкой пользователя, предоставляющей дружелюбный интерфейс, использующий в качестве расчетного ядра программный комплекс PipeSIM. ПК позволяет проводить быструю настройку моделей ГСС (автоматическую загрузку в модель конструкции скважин, инклинометрии, геотермальной кривой, расчет фильтрационных коэффициентов). В процессе настройки и адаптации моделей были определены методики вертикального и горизонтального течения многофазного потока в ГСС, обеспечивающие наилучшую сходимость результатов. Для проверки корректности моделей были созданы модули считывания с датчиков как мгновенных, так и среднесуточных значений телеметрии, модуль считывания рапортов скважин. Расчет режима по загруженным значениям позволяет инженеру принимать решение о корректности прогнозного расчета, определить проблемный шлейф. Структура системы подготовки данных показана на рис. 3.

Во время автоматического обновления модели происходит адаптация ПК, поэтому все модели всегда содержат актуальную информацию по конструкции, инклинометрии, геотермальных характеристиках скважин, условиях окружающей среды, подбирается наиболее корректное гидродинамическое исследование из всех проведенных.

Пользователь может рассчитать технологический режим по 3 сценариям, определяемым целевым параметром: по заданному давлению в цехе запорной арматуры (ЗПА); по заданному расходу газа шлейфов; по заданному отбору по промыслу (с возможностью объединения шлейфов в группы).

Реализован поиск оптимального решения задаваемого выбранной целевой функцией с учетом предыдущих расчетов режима. Расчет режима работы газосборной системы (ГСС) производится с использованием параллельных вычислений, используя преимущества многоядерных или многопроцессорных систем в отличие от расчета в PipeSIM. Результат расчета выдается в установленной отчетной форме (Excel MS Office).

ПК ведет расчет уровней добычи углеводородов, прогнозные расчеты на длительный период, а также расчет технологических режимов работы скважин. ПК базируется на сертифицированном программном обеспечении (PipeSIM), но его интерфейс приложения поддерживается самостоятельно.

Система легко масштабируема и адаптируема. При необходимости использует в качестве базиса расчетное ядро другого разработчика. Настройка связи расчетных элементов системы позволяет минимизировать роль человека как оператора, оставляя ему экспертные решения. Адаптивность системы обеспечивает ее непрерывное совершенствование по следующим направлениям: автоматизация формирования планов отбора газа по результатам прогнозных расчетов; автоматическая адаптации гидродинамических моделей по заданным пользователем алгоритмам; детализация базы конструкции наземной сети сбора газа; создание модуля расчета переохлажденных гидратов для оценки гидратообразования в ГСС.

**Основные результаты практического использования системы**

Разработана технология проектирования и технико-экономической оценки эффективности проведения гидроразрыва пласта [4]. Она включает: выбор скважин-кандидатов; оценку вероятности эффекта по геолого-геофизическим критериям; статистический



Рис. 1 — Состав системы оперативного геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений газодобывающего предприятия

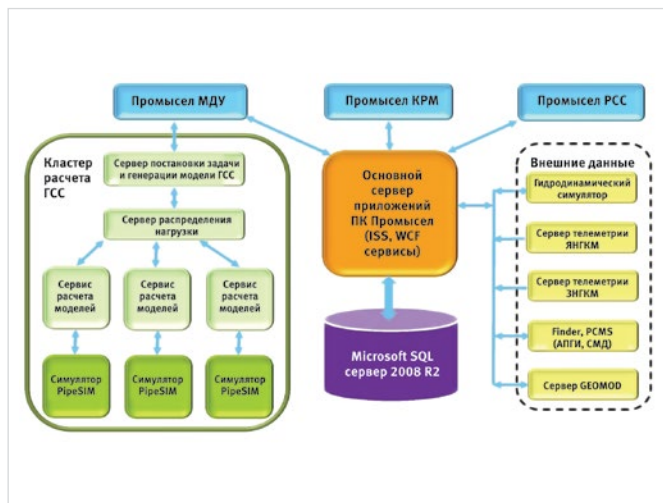


Рис. 2 — Информационные системы комплекса и реализованные взаимосвязи потоков данных между ними: МДУ – модуль добычи углеводородов; КРМ – модуль контроля разработки месторождений; РСС – модуль редактирования сети сбора; ГСС – кластер расчета газо-сборной сети

прогноз продуктивности после воздействия; косвенное моделирование; детальное моделирование; расчет технологических параметров процесса ГПП; моделирование продолжительности эффекта; расчет экономической эффективности мероприятия. Экономический эффект применения этой технологии за 2008–2013 гг. превысил 10 млрд руб.

Выполнена оценка текущей и прогнозной эффективности длительных остановок газовых промыслов сеноманской залежи Ямбургского НГКМ в летний период с целью рационального использования энергии пласта на завершающей стадии разработки в условиях сезонной неравномерности отборов. Обоснована рекомендуемая продолжительность остановок. Для месторождений, находящихся в стадии падающей добычи, такие обоснованные остановки, проводимые под контролем геологической службы, будут способствовать: формированию резерва давления для обеспечения устойчивости уровней добычи при пиковых нагрузках; снижению сезонной нагрузки на

месторождения-регуляторы; улучшению сбалансированности работы газотранспортной системы в осенне-зимний период. Обеспечивается равномерное распределение отборов по объектам добычи. Экономический эффект превышает 70 млн руб. в год.

Разработан алгоритм и программное обеспечение для решения задачи оптимального местоположения проектных скважин на структуре, определяющей эффективность ее разработки. В основу алгоритма размещения кустов скважин положены геолого-промысловые методы, основанные на выборе зон с максимальными подвижными запасами, учитывающие взаимное расположение новых проектных кустов между собой и с действующим фондом скважин. При определении размеров проектных кустов проводится оценка среднего радиуса взаимного влияния для исторического фонда скважин на основе вариограммного анализа. Указанные методы формализованы, а сам алгоритм расстановки кустов полностью автоматизирован. Необходимо лишь задать диапазоны изменения

варьируемых параметров, из которых алгоритм выбирает параметры, отвечающие оптимальному варианту расстановки [5].

Вторая часть работы посвящена алгоритму расстановки скважин внутри куста. Учитывая ограничения на положение и вид профиля скважин, связанных со структурой пластов и особенностями конструктивных решений, строятся все допустимые варианты положений скважин в кусте. Для каждого варианта проводится анализ фильтрационно-емкостных свойств залежи в области скважины, а также между уровнем нижней перфорации и ГВК. Далее выбирается оптимальное положение ствола скважины вариантным анализом по серии гидродинамических расчетов с определением области взаимовлияния с соседними скважинами. Определяется оптимальное количество скважин, требуемых для выработки запасов внутри области рассматриваемого куста, и их взаимное расположение. Разработанный алгоритм оптимизации использовался при проектировании Северо-Каменномысского месторождения [6], базовый вариант обустройства которого показан на рис. 4. Проведенное сравнение результатов расчетов базового варианта и оптимизированного с помощью этого алгоритма показало, что дополнительная добыча газа по результатам оценки составит более 15 млрд м<sup>3</sup>, а экономический эффект по чистому доходу — 46 млрд руб.

Фактический экономический эффект от внедрения системы превысил 12 млрд руб.

#### Итоги

В ООО «Газпром добыча Ямбург» создана уникальная для группы Газпром система геолого-технологического контроля и перспективного планирования разработки месторождений, включающая аккумуляция данных АСУ ТП РМ и ОГГИС, базирующаяся на использовании сертифицированных симуляторов пластовой и наземной систем. При этом весь производственный функционал и интерфейс являются собственными разработками Общества.

#### Выводы

Разработан и внедрен универсальный, инновационный автоматизированный алгоритм получения оптимального размещения проектного фонда скважин при моделировании вариантов разработки месторождений природного газа, эффективный с точки зрения сокращения сроков выполнения работ. Система обеспечивает централизацию всей промыслово-геологической информации в рамках единого программного комплекса и позволяет оперативно модифицировать алгоритм решения поставленных задач. Гибкость организации системы допускает адаптацию ее программного обеспечения к условиям других газодобывающих предприятий и позволяет заменить импортные программные модули новыми отечественными разработками.

#### Список литературы

1. Андреев О.П., Минликаев В.З., Арно О.Б., Меркулов А.В., Кирсанов С.А. Эффективность эксплуатации месторождений природного газа на поздней стадии разработки в условиях сезонных колебаний отборов // Газовая промышленность. 2014. № 6. С. 31–36.

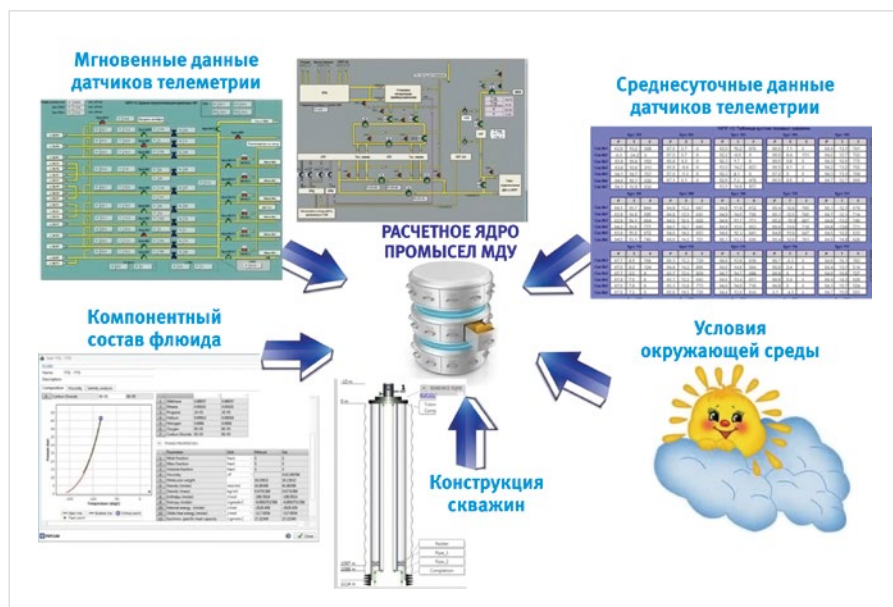


Рис. 3 — Подготовка данных в системе ОГТК и ПП РМ газодобывающего предприятия

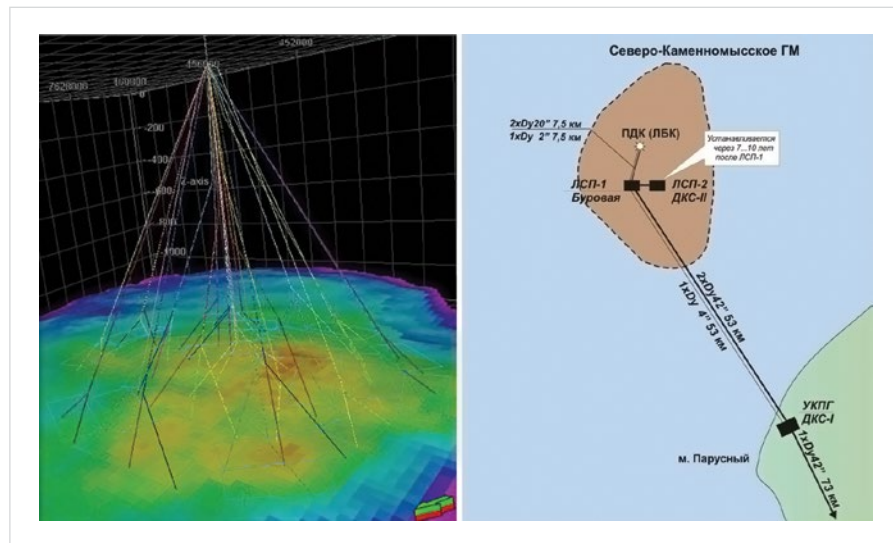


Рис. 4 — Базовый вариант обустройства Северо-Каменномысского месторождения и визуализация результатов работы алгоритма в программной среде Petrel  
ЛСП – ледостойкая платформа; ПДК – подводный добычный комплекс; ЛБК – ледостойкий блок-кондуктор; ДКС – дожимная компрессорная станция; УКПГ – установка комплексной подготовки газа

2. Свидетельство РФ № 2014619454 о государственной регистрации программы для ЭВМ. Программный комплекс Промysel. Заявл. 01.08.2014. Оpubл. 20.10.2014.
3. Патент РФ № 2386808. МПК E21B47/00 (2006.01). Способ проведения исследований газовых и газоконденсатных скважин с субгоризонтальным и горизонтальным окончанием ствола на стационарных

- режимах фильтрации. Заявл. 12.02.2009, опубл.: 20.04.2010. Бюл. № 11.
4. Зинченко И.А., Кирсанов С.А., Ершов А.В. Технология проектирования гидроразрыва пласта как элемента системы разработки газоконденсатных месторождений // Наука и техника в газовой промышленности. 2009. № 2. С. 88–95.
5. Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Лапердин А.Н., Красовский А.В., Балашов А.Д., Митрушкин Д.А., Томин П.Ю. Поиск

- оптимального решения при выборе местоположения проектных скважин на площади газовой залежи / Вестник ЦКР Роснедра. 2011. №2. С. 35–43.
6. Ахмедсафин С. К., Кирсанов С.А., Красовский А.В., Балашов А.Д., Никифоров А.Н. Оптимизация схем размещения проектного фонда скважин на площади морского месторождения природного газа // Наука и техника в газовой промышленности. 2012. №3. С. 40–46.

## System for operational geological and technological control and potential planning of field development

UDC 622.691+004

### Authors:

**Oleg B. Arno** — general director<sup>1</sup>; [priemnaia@ygd.gazprom.ru](mailto:priemnaia@ygd.gazprom.ru)

**Anatoliy V. Merkulov** — deputy general director — chief geologist<sup>1</sup>; [a.merkulov@ygd.gazprom.ru](mailto:a.merkulov@ygd.gazprom.ru)

**Anatolii K. Arabskii** — Sc. D., deputy chief engineer R&D and ecology<sup>1</sup>; [a.arabskii@ygd.gazprom.ru](mailto:a.arabskii@ygd.gazprom.ru)

**Sergey P. Il'in** — deputy head of software department of Management of geology, development and licensing of fields<sup>1</sup>; [p.ilin@ygd.gazprom.ru](mailto:p.ilin@ygd.gazprom.ru)

**Sergey A. Kirsanov** — Ph. D., deputy head of Department of geology, production and certification of field on geology and production<sup>2</sup>; [s.kirsanov@adm.gazprom.ru](mailto:s.kirsanov@adm.gazprom.ru)

**Oleg S. Gatsolaev** — director of Center hydrodynamical simulation<sup>3</sup>; [o\\_gatsolaev@vniigaz.gazprom.ru](mailto:o_gatsolaev@vniigaz.gazprom.ru)

<sup>1</sup>Gazprom добыча Yamburg LLC, Novy Urengoy, Russian Federation

<sup>2</sup>Gazprom PJCS, Moscow, Russian Federation

<sup>3</sup>Gazprom VNIIGAZ, Moscow, Russian Federation

### Abstract

The decline of production rates is common problem for major gas fields of Nadym-Pur-Tazovskii province. In this regard should make actual geological and porous-flow models of operational objects, should be conducted geological and technical actions in wells and should be optimized parameters of its operational mode for planning productive and technological parameters. To achieve those goals in Gazprom добыча Yamburg was developed unified “System for operational geological and technological control and potential planning of field development”. This system allows performing detailed calculations with use the integrated geological and technological models.

### Materials and methods

It was optimized placing of production wells using standard geological and technological

models and principle of maximum conservation of energy.

Centralization of field and geological information and its using for complex modeling of production objects for operational planning the field's production.

### Results

In “Gazprom добыча Yamburg” was created unique for “Gazprom” system for operational geological and technological control and potential planning of field development. The System includes storage of data of Automatic Process Control System and Industry Geologic-Geophysical Information System (IGGIS), based on using of certificated simulators the layer's and surface systems. All production functionality and interface are developed in “Gazprom”.

### Conclusions

The universal, innovative and automated

algorithm to obtained optimal placing of project wells stock during simulation of gas field's production options was developed and implemented. The algorithm is effective to reduction of timing the works performing. System provides centralization all field and geological information in unified program and lets operative modify the algorithm to resolve actual problems. The system can be adapting its software to work in other gas production companies and allow replacing the foreign software with domestic one.

### Keywords

geological and technological monitoring, geophysical researches, field simulation, production field option, wells placing optimization

### References

1. Andreev O.P., Minlikaev V.Z., Arno O.B., Merkulov A.V., Kirsanov S.A. *Effektivnost' ekspluatatsii mestorozhdeniy prirodnogo gaza na pozdney stadii razrabotki v usloviyakh sezonnykh kolebaniy otborov* [The effective operation of gas fields in the late stage of production in terms of seasonal fluctuations productions]. GAS Industry of Russia, 2014, issue 6, pp. 31–36.
2. Certificate of Russian Federation № 2014619454 on state registration of computer program. “Promysel” Programm. Declared 01.08.2014. Published 20.10.2014.
3. Patent RF № 2386808. МПК E21B47/00 (2006.01). *Sposob provedeniya issledovaniy gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin s subgorizontal'nym i gorizontalnym okonchaniem stvola na statsionarnykh rezhimakh fil'tratsii* [Implementation method of investigations of gaseous and gas-condensate wells with sub-horizontal and horizontal ending of bore]. Declared 12.02.2009. Published 20.04.2010. Bulletin 11.
4. Zinchenko I.A., Kirsanov S.A., Ershov A.V. *Tekhnologiya proektirovaniya gidrorazryva plasta kak elementa sistemy razrabotki gazokondensatnykh mestorozhdeniy* [The technology of hydraulic fracturing design as an element of gas-condensate field development system]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2009, issue 2, pp. 88–95.
5. Akhmedsafin S.K., Kirsanov S.A., Laperdin A.N., Krasovskiy A.V., Balashov A.D., Mitrushkin D.A., Tomlin P.Yu. *Poisk optimal'nogo resheniya pri vybore mestopolozheniya proektnykh skvazhin na ploshchadi gazovoy zalezhi* [Search for the best solution for choosing the location of planned wells in the gas deposit area]. *Vestnik TsKR Rosnedra*, 2011, issue 2, pp. 35–43.
6. Akhmedsafin S. K., Kirsanov S.A., Krasovskiy A.V., Balashov A.D., Nikiforov A.N. *Optimizatsiya skhem razmeshcheniya proektnogo fonda skvazhin na ploshchadi morskogo mestorozhdeniya prirodnogo gaza* [Optimization of placing project wells on the area of the offshore natural gas fields]. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2012, issue 2, pp. 40–46.