

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА: ПРОЕКТИРОВАНИЕ ВРЕМЕННОГО ХРАНИЛИЩА В НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В качестве первого этапа работ по рациональному использованию попутного нефтяного газа (ПНГ) предложено временное хранение в газовой шапке нефтегазовой залежи. Рассмотрены способы использования ПНГ применительно к рассматриваемому нефтегазоконденсатному месторождению. Освещен вопрос выбора объекта под закачку газа. Представлены основные технические решения по проектированию временного подземного хранилища попутного нефтяного газа.

Ключевые слова: подземное хранение газа, попутный нефтяной газ, временное хранилище попутного нефтяного газа, технологическое проектирование, пласт-коллектор, фильтрационно-емкостные свойства.

Попутный нефтяной газ (ПНГ), представляющий собой смесь газов и парообразных углеводородных и не углеводородных компонентов, является ценным нефтехимическим сырьем. Рациональное использование ПНГ не простая и важная задача мирового масштаба, значимость которой отражена в Киотском протоколе, ратифицированном Россией в 2004 году. Для выполнения принятых в соответствии с данным протоколом обязательств, Правительство РФ 8 января 2009 года приняло Постановление № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», которое требует предусматривать утилизацию не менее 95 % попутно добываемого нефтяного газа при разработке нефтяных месторождений.

В качестве основных направлений повышения уровня использования попутного нефтяного газа можно указать следующие:

1. Использование ПНГ для собственных нужд работы промыслов: на выработку электроэнергии, тепловой энергии, подготовку нефти. По официальным данным за 2007 год на собственные нужды направляется порядка 33 % добываемого в России ПНГ.

2. Использование ПНГ при разработке месторождений по технологии, предусматривающей его закачку обратно в пласт для поддержания пластового давления, может применяться на месторождениях с соответствующей

технологией разработки.

3. Собственная переработка ПНГ на промыслах – строительство перерабатывающих мини-установок с последующей поставкой полученных продуктов потребителям – требует вложений не только в оборудование промысла, но и в объекты транспорта полученной продукции (будь то углеводороды, электроэнергия или другие продукты).

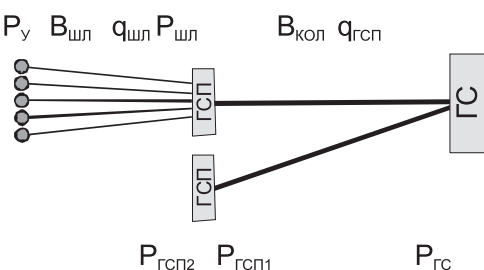
4. Подготовка и транспорт газа внешнему потребителю требует значительных капитальных вложений и затрат времени на строительство установок подготовки газа, дожимной компрессорной станции и соединительного газопровода для подачи сухого отбензиненного попутного газа в действующую систему магистральных газопроводов или строительство дополнительных магистральных трубопроводов ПНГ.

5. Поставка ПНГ на газоперерабатывающие заводы и региональные тепловые электростанции требует как строительства объектов транспорта попутного газа, так и наличия на доступном расстоянии соответствующих потребителей. Далеко не все регионы имеют возможность утилизировать ПНГ согласно этому варианту.

Одним из перспективных направлений повышения уровня использования ПНГ в отдаленных труднодоступных регионах является закачка и временное хранение осушенного попутного нефтяного газа в пластах-коллекторах. В качестве объектов для этого могут использоваться залежи газовых, газоконденсатных, нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, а также водоносные пласты, расположенные непосредственно в самих разрабатываемых месторождениях или вблизи от них.

Временное подземное хранилище (ВПХГ) попутного нефтяного газа является первым этапом работ по рациональному использованию ПНГ. Важно отметить, что ВПХГ является менее капиталоемким и достаточно быстрым в реализации проектом по сравнению с традиционными способами утилизации попутного газа. При этом создание и эксплуатация ВПХГ ПНГ позволяет гибко подходить к вопросу утилизации попутного газа. Например, накапливать сырье с нескольких месторождений района с доведением его объемов до рентабель-

Рис. 1. Расчетная схема движения газа в наземных коммуникациях. $P_{ГС}$, $P_{ГСП}$, $P_{ШЛ}$, $P_{У}$ – давление на выходе головных сооружений, на входе газосборного пункта, на выходе ГСП и на устье скважины



соответственно; $q_{ШЛ}$, $V_{ШЛ}$ – расход газа в шлейфе скважины и коэффициент гидравлического сопротивления шлейфа; $q_{ГСП}$, $V_{КОЛ}$ – расход газа в коллекторе и его коэффициент гидравлического сопротивления.

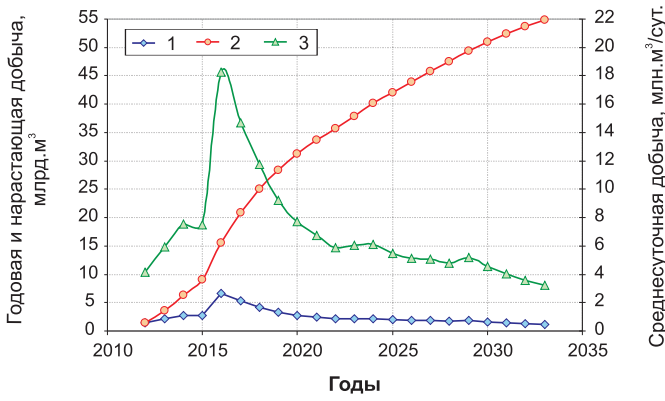


Рис. 2. Динамика добычи ПНГ в соответствии с проектом разработки нефтяной залежи. 1 – годовая добыча, 2 – нарастающая добыча, 3 – среднесуточная добыча.

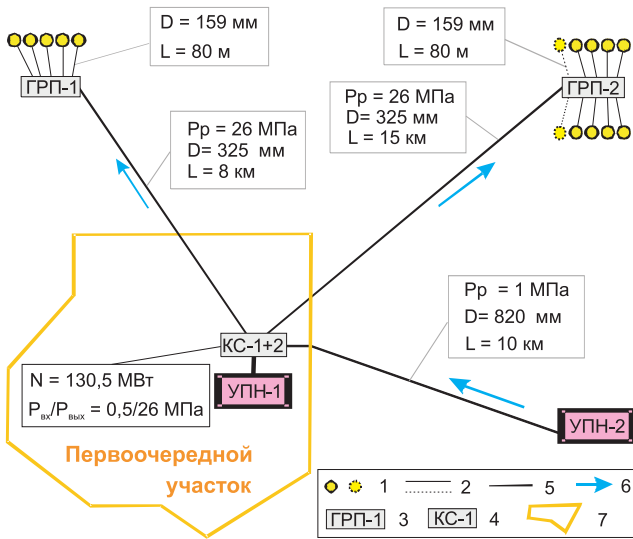


Рис. 3. Схема расположения кустов газонагнетательных скважин. 1 – устья скважин, 2 – шлейфы скважин, 3 – газовый коллектор, 4 – направление движения газа, 5 – газораспределительный пункт, 6 – компрессорная станция, 7 – границы первоочередного участка.

ных, либо привлекать к строительству и использованию ВПХГ на долевых началах несколько нефтедобывающих компаний, что позволяет снизить затраты участников инвестиционного проекта.

Рациональное использование ПНГ рассматривается на примере ВПХГ, запроектированном на одном из нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) в Восточной Сибири. В условиях этого месторождения упоминавшиеся выше способы утилизации ПНГ имеют следующие особенности:

- технологической схемой разработки нефтяной залежи рассматриваемого НГКМ предполагается использование на собственные нужды не более 10% попутного нефтяного газа;
- в соответствии с технологической схемой закачка ПНГ обратно в пласт с целью поддержания пластового давления не предусмотрена;
- собственная переработка попутного газа на промыслах не рентабельна из-за наличия в газе промышленных концентраций гелия и дорогостоящего строительства завода по его выделению;

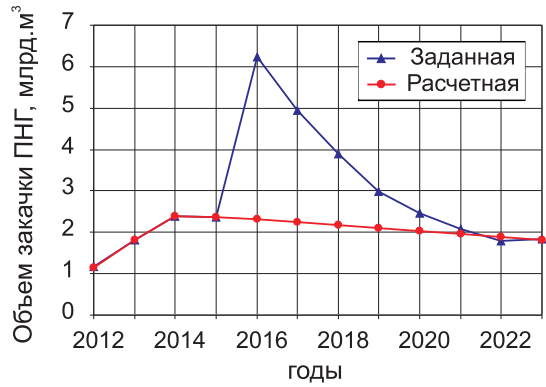


Рис. 4. Динамика закачки попутного газа в ВПХГ.

– подготовка и транспорт газа внешнему потребителю в связи со значительной продолжительностью строительства газопровода (порядка 5 – 10 лет) не соответствует запланированному периоду ввода месторождения в эксплуатацию;

– поставка ПНГ на газоперерабатывающие установки не предусматривается по причинам, изложенным выше.

Принимая во внимание отсутствие газотранспортной системы для поставок газа потребителю, в качестве первого этапа работ по утилизации принята закачка и временное хранение ПНГ в пористом пласте до решения вопроса его магистрального транспорта. Продолжительность этого периода ориентировочно оценивается до 7 – 10 лет.

При выборе объекта под ВПХГ рассматривались как продуктивные нефтегазоносные, так и водоносные пласты-коллекторы месторождения.

На предварительном этапе в качестве перспективных объектов рассматривались три водоносных пласта-коллектора. Эти водоносные горизонты представлены трещиноватыми карбонатными отложениями и в пределах НГКМ образуют малоамплитудные ловушки ограниченного объема, их пласты-коллекторы практически не изучены. Использование этих ловушек под временное хранилище по-

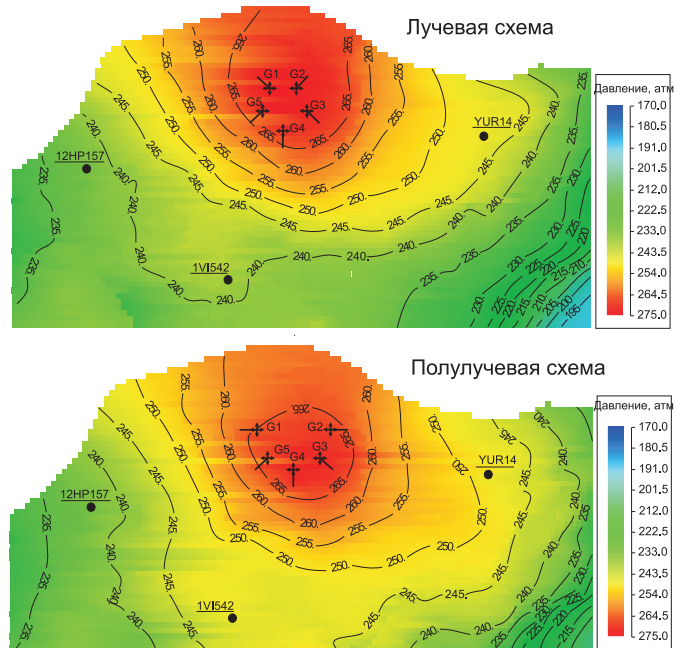


Рис. 5. Карты изобар по кровле пласта на 10 год эксплуатации ВПХГ. Фрагмент модели залежи.

путного газа при заданном компонентном составе вызвало сомнение по причине возможной структурной и молекулярной их негерметичности.

С точки зрения структурной негерметичности, повышение давления в ловушке при закачке газа, учитывая трещинный тип пласта-коллектора, является причиной повышенной опасности неконтролируемого ухода газа за пределы ловушки по системе трещин. Кроме того важно, что имеющиеся в настоящее время на территории России и стран СНГ подземные хранилища газа созданы в терригенных водоносных пластах или на базе газовых залежей в терригенных и рифогенных карбонатных коллекторах. Опыт создания ПХГ в водоносных карбонатных коллекторах отсутствует.

С точки зрения молекулярной негерметичности возможен уход гелия, содержащегося в ПНГ, за пределы ловушки через глинистые покрывки водоносных пластов в процессе диффузии. При выборе водоносных пластов в качестве объекта хранения было бы необходимо проведение дополнительных исследований, направленных на изучение флюидоупорных характеристик покрывки по гелию.

После анализа имеющейся геолого-промысловой информации предпочтение было отдано залежи в рифейских отложениях. Газонефтяная залежь рассматриваемого месторождения содержит гелий, что напрямую свидетельствует о высокой надежности покрывки. Наличие региональной усольской соленосной покрывки над газовой залежью является надежной преградой для миграции газа в вышележащие водоносные горизонты кембрия при повышении пластового давления при закачке, а, значит, является гарантией герметичности нефтегазоносного рифей-вендского комплекса. Данная залежь способна вместить подлежащий хранению попутный нефтяной газ, обеспечить сохранность и последующее извлечение закачанных объемов газа.

Средняя глубина залегания залежи составляет 2047 м., залежь массивная, представленная кавернозно-трещинным коллектором. Эффективные нефтенасыщенные толщины этой залежи изменяются от 0 м до 48 м, эффективные газонасыщенные толщины – от 0 м до 93 м. Пластовое давление в своде залежи составляет 20,95 МПа, на ГНК – 21,19 МПа. Давление на ВНК составляет 21,53 МПа. Пластовая температура – 27 °С. Содержание этана, пропана, бутанов и гелия в пластовом газе превышают промышленные концентрации. Сероводород в залежи отсутствует.

Основные технические решения по проектированию временного подземного хранилища ПНГ обоснованы с учетом выполнения следующих требований:

- обеспечение заданных объемов и суточной производительности закачки ПНГ;
- максимальное пластовое давление до 27 МПа, определенное исходя из прочностных свойств покрывки;
- максимальное давление нагнетания на устье скважин до 25 МПа;
- минимальное влияние закачки ПНГ на разработку нефтяной залежи с учетом направления и динамики ее разбухания при освоении и обустройстве;
- расположение проектных скважин в зонах повышенных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта;

- рациональное соотношение потерь давления в объектах обустройства и системе нагнетательных скважин;
- минимизация капитальных вложений в строительство ВПХГ.

Технологические показатели эксплуатации ВПХГ рассчитывались с использованием геолого-технологической модели, включающей трехмерную гидродинамическую модель пласта и газопромысловую модель движения газа в скважинах и наземных коммуникациях.

Поскольку проект создания ВПХГ предусматривает закачку ПНГ в газовую шапку разрабатываемой нефтегазовой залежи, была необходимость проведения технологических расчетов, учитывающих взаимное влияние друг на друга процессов отбора нефти и закачки газа. Учет такого влияния возможен с помощью трехмерной гидродинамической модели залежи при совместном моделировании отбора нефти, компенсационной закачки воды и закачки утилизируемого газа.

Для описания трещинно-порового коллектора продуктивных отложений залежи с интенсивно развитой трещиноватостью в расчетах использовалась модель двойной пористости. Каждой ячейке сетки гидродинамической модели было присвоено соответствующее значение параметров пласта: абсолютной глубины кровли, общей толщины, коэффициента песчаности, эффективной пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Причем производилось раздельное описание матрицы породы и пустотного объема трещин. Учет многофазности производился введением сложной комбинированной модели, описывающей поведение нефти, растворенного и свободного газа и конденсата.

Расчетная схема движения газа в наземных коммуникациях для закачки попутного нефтяного газа представлена на рис. 1. Движение газа в элементах модели описывается широко известными уравнениями трубной и подземной газогидродинамики.

При расчете ВПХГ период его эксплуатации подразделяется на интервалы, для каждого из которых задан объем закачки газа в целом по ВПХГ. На каждом интервале времени параметры модели движения газа в скважинах и наземных коммуникациях остаются неизменными, тогда как от интервала к интервалу могут меняться. Для каждого интервала последовательно производятся расчеты на указанных выше моделях.

В строительстве ВПХГ было выделено два этапа строительства:

I этап – в разработке находится первоочередной участок нефтяной залежи (3 года);

II этап – выход на полное разбухивание и разработку всей нефтяной залежи (4 года).

Динамика добычи попутного газа приведена на рис. 2. Данный график позволяет сделать вывод о динамике необходимых мощностей по закачке ПНГ.

Учитывая очередность освоения залежи и выделяя соответствующие этапы строительства ВПХГ, было решено нагнетательный фонд скважин ВПХГ разместить в 2-х кустах. Выбор

№ варианта	Диаметр НКТ, мм	Длина горизонтального окончания ствола, м
1	114	400
2	114	500
3	127	400
4	127	500

Табл.

места расположения кустов газонагнетательных скважин проводился с учетом ряда ограничений: необходимо было выбрать область с повышенными ФЕС, изученную разведочным бурением, находящуюся на небольшом удалении от основных районов концентрации добычи попутного нефтяного газа.

Положение куста № 1 нагнетательных скважин было определено в районе, где мощность газовой шапки составила порядка 60 м, а расстояние до первоочередного эксплуатационного участка составило порядка 8 км. Положение куста № 2 нагнетательных скважин было определено в районе добычи ПНГ на II этапе разработки залежи: в 10 км от первоочередного участка. Мощность газовой шапки в этом районе составила порядка 55 м. Для повышения точности проектных показателей, расположение кустов газонагнетательных скважин выбрано в зонах, изученных разведочным бурением.

Выбранное расположение первого и второго кустов скважин ВПХГ с одной стороны позволило уменьшить влияние закачки попутного нефтяного газа на процесс добычи нефти, а с другой стороны – максимально приблизить очаги утилизации газа к районам его добычи. Схема расположения кустов газонагнетательных скважин показана на рисунке 3.

По результатам гидродинамических и геофизических исследований разведочных скважин с учетом пластовых параметров была проведена оценка эффективности использования для целей ВПХГ горизонтальных скважин с различной длиной горизонтального окончания ствола. Наиболее оптимальными с точки зрения дебита скважины были приняты длины горизонтальных окончаний 400 и 500 м. Учитывая эти данные, были приняты варианты конструкции нагнетательных скважин (Табл.).

Для каждого варианта конструкции газонагнетательных скважин с учетом потребного объема утилизации ПНГ было рассчитано необходимое количество скважин в кустах, а также технологические показатели создания ВПХГ на I и II этапах. На основе технико-экономического анализа результатов расчета показателей эксплуатации хранилища был выбран второй вариант.

Следует отметить, что бурение газонагнетательных скважин куста № 2 и подключение их к закачке ПНГ планировалось на II этапе создания ВПХГ. При этом из рис. 2 можно заметить, что при утвержденных темпах разработки месторождения 3-летний период 2016 – 2018 гг. характеризуется более чем 2-х кратным увеличением годовых объемов добычи ПНГ по сравнению со средним значением. В дальнейшем – после 2018 года – годовые объемы добычи ПНГ снижаются до средних значений.

Таким образом, бурение второго куста скважин, строительство системы подготовки, транспорта и капиталоемкой системы компремирования низконапорного газа требуется лишь для обеспечения темпов закачки на 3 года. Такая динамика годовых объемов добычи ПНГ не отвечает рациональному вводу и использованию мощностей по закачке и временному хранению ПНГ. Принимая это во внимание, было принято решение о корректировке основных утвержденных показателей разработки нефтяной залежи.

Таким образом, наряду с задачей проектирования

ВПХГ, встала задача уменьшения темпов отбора нефти так, чтобы весь объем ПНГ за вычетом газа на собственные нужды мог бы быть утилизирован первым кустом скважин. На рисунке 4 представлены изначально заданный объем закачки ПНГ и скорректированный с учетом приемистости пяти горизонтальных стволов первого куста скважин.

Как указывалось выше, одно из условий создания ВПХГ в газовой шапке – минимизация влияния на разработку нефтяной залежи. С целью решения данной задачи при проектировании ВПХГ рассматривался также вопрос выбора схемы расположения горизонтальных стволов газонагнетательных скважин в кусте: как по площади, так и по разрезу.

При оценке площадного регулирования закачки ПНГ исследовалось два варианта расстановки забоев газонагнетательных скважин. В первом варианте горизонтальные стволы направлены радиально от геометрического центра куста во всех направлениях (лучевая схема). Во втором случае горизонтальные окончания ствола направлялись радиально от геометрического центра куста по полукругу (полулучевая схема) преимущественно на юг, а не в сторону стратиграфического выклинивания на севере структуры.

Согласно проведенным расчетам, пластовое давление на 10 год эксплуатации ВПХГ при полулучевом расположении скважин на 0,5 МПа ниже, чем при лучевом варианте (Рис. 5). Поскольку на первый куст газонагнетательных скважин накладывалось дополнительное требование увеличения объема закачки, то в проекте была принята полулучевая схема размещения газонагнетательных скважин.

В вопросе регулирования закачки по разрезу оценивалось влияние положения горизонтального окончания ствола газонагнетательной скважины на крышку хранилища и газо-нефтяного контакта (ГНК) с учетом влияния расположения на приемистость горизонтальной скважины. Расчеты показали, что наиболее оптимальным является расположение горизонтальных стволов на расстоянии 50 м от начального ГНК.

Согласно проведенным расчетам, в районе куста газонагнетательных скважин возрастает пластовое давление, несмотря на падение давления в целом по залежи за счет добычи нефти. Также происходит вытеснение нефти газом из нефтяной оторочки в районах нефтедобывающих скважин и в районе положения забоев газонагнетательных скважин (Рис. 6).

Несмотря на все попытки минимизации влияния закачки газа в газовую шапку месторождения на процесс добычи нефти, добиться отсутствия такого влияния не удалось. Исходя из этого, дополнительно были разработаны следующие рекомендации:

- не вводить проектные нефтедобывающие скважины вблизи газонагнетательного куста до окончания эксплуатации ВПХГ;
- водонагнетательные скважины перенести дальше от куста газонагнетательных скважин, где давление в газовой шапке возрастает незначительно.

Таким образом, создание временных подземных хранилищ попутного нефтяного газа позволяет решать вопросы сохранения и рационального использования цен-

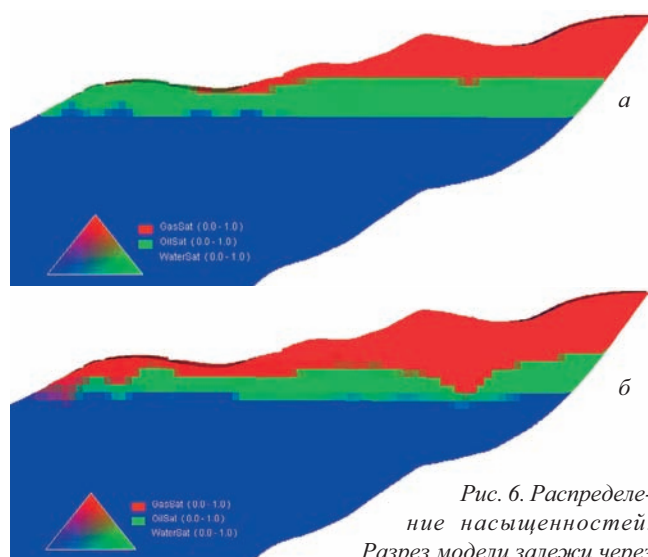


Рис. 6. Распределение насыщенностей. Разрез модели залежи через одну из газонагнетательных скважин куста №1. а – 1 год закачки, б – 10 лет закачки.

ного углеводородного сырья. Методологические основы данного способа утилизации подземных хранилищ газа разработаны и успешно применяются при проектировании объектов временного хранения для нужд ведущих нефтедобывающих компаний РФ.

A.A. Mikhailovsky, G.A. Kornev, N.A. Isaeva. **Associated gas rational utilization: temporary underground gas storage engineering in gas-condensate field.**

Temporary underground associated gas storage as the first step of associated gas rational usage is introduced. Methods of associated gas utilization and selection of objects for temporary storing are considered. Main solutions of temporary underground associated gas storage creation in oil-gas condensate field are introduced. Special attention is given to temporary underground associated gas storage engineering including gas injection regulation.

Keywords: underground gas storing, associated gas, temporary underground associated gas storage, engineering, reservoir.



Александр Артемович Михайловский

к.т.н., ведущий научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: технологии подземного хранения природного газа и временного хранения попутного нефтяного газа в пористых пластах, вопросы регулирования и аналитического контроля количества газа в пористых пластах подземного хранилища.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-94-41.



Григорий Александрович Корнев

к.т.н., заместитель начальника лаборатории ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: технологии временного подземного хранения попутного нефтяного газа, «интеллектуальные» ПХГ и методы прогнозирования и управления процессами создания и эксплуатации хранилищ.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-94-41.



Наталья Александровна Исаева

научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Научные интересы: построение, адаптация, использование и внедрение трехмерных постоянно-действующих моделей ПХГ, временное подземное хранение газа.

142717, РФ, Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская область. Тел.: (495)355-94-41.

Издания ООО "Газпром ВНИИГАЗ" серии "Вести газовой науки"

Обоснование оптимальных вариантов развития и реконструкции газотранспортных систем в условиях неопределенности

А.С. Казак, В.В. Русакова, И.Б. Кудрявцев, Д.А. Ратнер, А.А. Кудрявцев
М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2010. 188 с. ISBN 978-5-89754-061-7

Методические аспекты задания требований, оценки и обеспечения защищенности объектов газовой отрасли от противоправных действий

Радаев Н.Н., Лесных В.В., Бочков А.В.
М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 176 с. ISBN 978-5-89754-050-1

История газового дела: Историко-технический очерк

Самсонов Р.О., Джафаров К.И.
М.: Газпром ВНИИГАЗ. 2009. 200 с. ISBN 978-5-89754-054-9

Краткий толковый словарь по газу и нефти (Brief gas-oil glossary)

А.Г. Ретин
Под общ. ред. Р.О. Самсонова
М.: ВНИИГАЗ. 2008. 154 с. ISBN 978-5-89754-039-6



ООО "Газпром ВНИИГАЗ"
Редакционно-издательский отдел
Тел./факс (495) 355-91-73
E-mail: A_Luzhkova@vniigaz.gazprom.ru,
E_Kharybina@vniigaz.gazprom.ru