

## Вопросы ресурсосбережения в нефтегазовом комплексе и их решения при проектировании обустройства месторождений

И.А. Щербинин,  
С.В. Чернышев,  
И.З. Фахретдинов,  
М.Ю. Тарасов, К.Т.Н.,  
С.С. Иванов, К.Т.Н.  
(ОАО «Гипротюменнефтегаз»,  
Группа ГМС)

Адрес для связи: ivanov@gtng.ru

**Ключевые слова:** ресурсосбережение, проектирование обустройства, использование углеводородного сырья, сбор и подготовка нефти и газа

Нефтегазовый комплекс России находится среди мировых лидеров как по производству углеводородного сырья, так и по его потреблению. В то же время существующие в стране технологии добычи и использования нефти и газа по ресурсо- и энергопотреблению требуют дальнейшего совершенствования, поэтому осуществление ресурсно-инновационной стратегии является приоритетным направлением развития нефтегазовой отрасли.

Ресурсосбережение должно начинаться при проектировании новых технологий для нефтегазового комплекса. При этом для большинства предприятий ТЭК переход на новые технологии обусловлен необходимостью модернизации основных фондов: заменой старого оборудования и технологий на новые, характеризующиеся более низкими удельными расходами нефти и газа на собственные нужды; комплексным использованием углеводородного сырья во всех технологических процессах [1]. В данной области проектные и научные разработки ОАО «Гипротюменнефтегаз» направлены на решение следующих задач:

- выбор и обоснование схем использования углеводородного сырья на проектируемых объектах обустройства месторождений с учетом инфраструктуры региона;
- повышение степени использования нефтяного газа, снижение потерь легких жидких углеводородов и др.;
- внедрение прогрессивных технологий в области сбора и подготовки продукции нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений;
- эффективное использование ресурсов в процессе производства (например, экономия химических реаген-

Problems of resource conservation in the oil and gas industry and their solutions at the design of oilfield construction

I.A. Scherbinin, S.V. Chernyshev, I.Z. Fakhretdinov, M.Yu. Tarasov, S.S. Ivanov (Giprotumenneftegaz OAO, GMS Group, RF, Tyumen)

E-mail: ivanov@gtng.ru

**Key words:** resource conservation, surface facilities designing, the use of hydrocarbon crude, oil and gas gathering and treatment

Innovative ways of resource conservation problems solution in the oil and gas industry are considered. At designing of oil and gas fields surface facilities Giprotumenneftegaz OAO is implementing the advanced technologies in the area of gathering and treatment of the production of oil, gas and gas-condensate fields; comprehensive protection for oilfield equipment and pipeline systems from corrosion; takes into account the thermal interaction of field systems with the external environment in harsh climatic conditions, including the regions of permafrost.

тов, сокращение расхода материалов на изготовление оборудования), а также переработка и утилизация отходов производства.

- комплексная защита нефтепромыслового оборудования и трубопроводных систем от коррозии;
- обеспечение безопасной эксплуатации промышленных систем в условиях их теплового взаимодействия с внешней средой в суровых климатических условиях, включая наличие многолетнемерзлых пород.

Работа в этих направлениях осуществляется при проектировании нефтепромысловых объектов (использование эффективных технико-технологических решений), а также путем разработки и внедрения новых технологических решений при оптимизации и реконструкции систем обустройства на старых месторождениях. В последнем случае ресурсосбережение обеспечивается перераспределением потоков добываемых флюидов (нефти, газа и воды), реконструкцией существующих объектов или их техническим перевооружением, выводом из эксплуатации «лишних» нефтепромысловых объектов.

### Выбор и обоснование схем использования углеводородного сырья на проектируемых объектах обустройства месторождений с учетом инфраструктуры региона

В период становления и развития нефтегазового комплекса Западной Сибири Гипротюменнефтегаз являлся ведущей организацией по разработке концептуальных схем обустройства нефтяных месторождений с учетом инфраструктуры региона. В настоящее время, обладая значительной обширной базой данных техни-

ко-технологических решений и стоимостных показателей объектов-аналогов добычи и транспорта нефти и газа, а также современными программными средствами оценки эффективности инвестиций, институт разрабатывает концепции использования добываемых на месторождениях углеводородов (нефти, газа, газоконденсата). К числу таких работ можно отнести оценку эффективности инвестиций в строительство объектов подготовки, переработки и внешнего транспорта природного и нефтяного газов, разработку концепций размещения объектов подготовки и транспорта нефти и газа.

Принятие концептуальных решений предусматривает вариантную проработку с учетом добычи и свойств продукции, геологических и климатических условий района, существующей и проектируемой инфраструктуры (источники электроэнергии, наличие железных и автомобильных дорог). Например, при принятии решения о размещении объектов подготовки, переработки и транспорта газа и газоконденсата одного из месторождений Западной Сибири рассматривались следующие варианты (рис. 1).

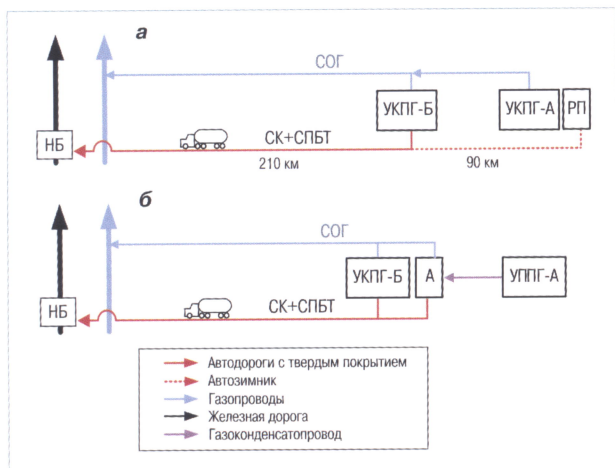


Рис. 1. Принципиальные технологические схемы вариантов 1 (а) и 2 (б) подготовки, переработки и транспорта продукции газоконденсатного месторождения

**Вариант 1.** Подготовка и частичная переработка газа на расположенной на месторождении установке комплексной подготовки газа (УКПГ-А) с получением товарного сухого отбензиненного газа (СОГ), стабильного конденсата (СК) и смеси пропана и бутана технических (СПБТ). Подача СОГ по трубопроводу в район УКПГ-Б близлежащего (на расстоянии около 90 км) газоконденсатного месторождения. Хранение СК и СПБТ в резервуарном парке (РП) и вывоз автотранспортом по зимнику (сезон 4,5 мес) в район УКПГ-Б и далее по круглогодичной автодороге на нефтебазу (терминал), расположенную в районе железнодорожной станции на расстоянии около 300 км от месторождения.

**Вариант 2.** Предварительная подготовка газа на расположенной на месторождении установке предварительной подготовки газа (УППГ-А), совместный трубопроводный транспорт газа и жидких углеводородов на

УКПГ-Б (с расширением до необходимых объемов УППГ-А), получение СОГ, СК и СПБТ на УКПГ-Б, сдача СОГ в магистральный трубопровод и вывоз СК и СПБТ на нефтебазу с продукцией УКПГ-Б.

После проведенных технико-экономических расчетов рекомендовано принять вариант 2, поскольку наиболее затратной частью капитальных вложений и операционных расходов оказались строительство и эксплуатация товарного парка жидких углеводородов (СК и СПБТ) непосредственно на месторождении.

### Повышение степени использования нефтяного газа

Энергетической стратегией России на период до 2030 года предусматривается обеспечение коэффициента утилизации нефтяного газа на уровне не ниже 95 %, при этом снижение удельных потерь на предприятиях ТЭК – до 2,5 %. По минимальным оценкам в России на факелах ежегодно сжигается до 20 млрд. м<sup>3</sup> нефтяного газа, потери легких жидких углеводородов могут составлять до 2 млн. т [2].

Проблема рационального использования нефтяного газа заключается главным образом в том, что для нефтяных компаний рассматриваемые варианты в основном являются экономически невыгодными. Принятый в решениях Правительства показатель 95 % не означает, что часть газа на промысле может сжигаться. Эта цифра определена исходя из того, что прием нефтяного газа на ГПЗ может быть временно прекращен вследствие их плановой остановки на профилактические работы. ГПЗ работают не 365 дней в году в отличие от нефтепромыслов. Проектируемые в настоящее время институтом системы сбора, подготовки и транспорта нефти предусматривают возможность не только 100%-ного использования нефтяного газа, но и сохранения легких жидких углеводородов. В целом это направление является одним из наиболее важных в работе Гипротьюменнефтегаза. Институтом разрабатываются концепции использования нефтяного газа на нефтепромыслах, рассматриваются различные варианты (энергетика, первичная переработка, варианты сбора и транспорта).

При выполнении технико-экономических расчетов утилизации нефтяного газа в ряде вариантов одновременно рассматриваются вопросы, связанные как с работой пласта, так и с выбором технологии использования нефтяного газа и наземного оборудования. Например, в варианте использования этого газа для выработки электроэнергии на автономных электростанциях, с одной стороны, необходимо определить потребность в нем, обусловленную потребностью в электроэнергии, изменяющейся по годам, с другой, зная ее, обеспечить равномерность подачи газа из пласта, максимально исключив простой оборудования и сократив капитальные вложения в строительство. Этого можно добиться двумя способами: закачивая избыток газа в подземное хранилище газа (ПХГ) или в продуктивный пласт; построить модель воздействия газа на продуктивный пласт и оценить динамику его добычи [3]. В связи с этим институт вышел с предложением одно-

временного выполнения проектирования разработки месторождения и предпроектной проработки вариантов его обустройства для реализации углеводородов [3].

Опыт проектирования показывает, что, поскольку некоторые варианты использования нефтяного газа конкретного месторождения являются нерентабельными для нефтедобывающей компании, оценить все особенности вариантов использования этого газа в сложных условиях новых районов добычи можно путем рассмотрения использования газа группы месторождений одной компании или целого региона, разрабатываемого несколькими нефтедобывающими компаниями. В связи с тем, что «газовая политика» различных недропользователей закрыта, при освоении новых регионов проблему утилизации нефтяного газа следует решать на государственном уровне, совмещая интересы нефтяных компаний. Главным вопросом, который нужно решить до или в процессе составления этих нормативных документов является признание легких жидких углеводородов товарной продукцией нефтедобывающего предприятия. Естественно, что в данном случае технологические принципы проектирования объектов, на которых будут вырабатываться такие продукты, могут измениться. В частности, потребуются специальные товарные парки для хранения продукции, системы учета, транспорта, слива-налива и др.

По мнению авторов, установление требований к добыче, подготовке и реализации легких жидких углеводородов для нефтедобывающих предприятий позволит обеспечить внедрение прогрессивных технологий, снижающих потери углеводородного сырья и в целом повышающих выход нефти. Не секрет, что использование технологий подготовки нефти и газа, позволяющих не допустить потери легких углеводородов, не всегда одобряется специалистами в области подготовки нефти из-за отсутствия возможности официального сбыта полученных продуктов и, следовательно, возникающих сомнений у контролирующих производство органов в правовой и финансовой чистоте сделок по поставкам такой продукции. Если в обязательном порядке принять решение об автономной реализации легких жидких углеводородов как товарного продукта, то решение об организации сбыта и системы хранения товарной продукции будет приниматься на стадии обоснования целесообразности введения нефтяного месторождения в разработку [4]. Варианты использования углеводородного конденсата, образующегося в газопроводе и на головной компрессорной станции, приведены в работе [5].

#### **Внедрение прогрессивных технологий в области сбора и подготовки продукции нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений**

Одной из главных особенностей проектирования объектов подготовки нефти является необходимость учета динамики добычи нефти, газа и воды в период разработки месторождения.

Применение блочно-модульного принципа проектирования позволяет реализовать поэтапный ввод обу-

стройства в эксплуатацию. В зависимости от физико-химических свойств продукции скважин и технологии, выбранной в соответствии с требуемыми условиями подготовки нефти, газа и воды, институтом разрабатываются технические требования на технологические модули, обеспечивающие получение товарной продукции.

В технических требованиях должны быть отражены последние достижения отечественных и зарубежных производителей. К основному технологическому оборудованию, применяемому в современных технологических модулях и блоках и рекомендуемому для использования в проектных решениях, можно отнести:

- стандартизованное устройство предварительного отбора газа;
- сепаратор входной с сепаратором-каплеуловителем;
- сепаратор-водоотделитель с коалесцирующими элементами;
- нефтегазоводоразделитель с подогревом продукции;
- аппарат-отстойник глубокой очистки воды;
- установку глубокой очистки воды (фильтры);
- электродегидратор для глубокого обезвоживания нефти;
- электродегидратор с газосепаратором;
- установку отдувки нефти от сероводорода;
- систему сбора и транспорта нефтешлама из аппаратов на установку его обработки;
- установку обработки нефтешлама.

#### **Обеспечение комплексной защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводных систем от коррозии**

Проблема защиты этих объектов от коррозии для нефтегазового сектора является актуальной. В структуру института входит Лаборатория надежности нефтепромысловых систем, которая на протяжении нескольких десятилетий осуществляет научно-исследовательское и инженерно-технологическое обеспечение проектного производства в области защиты от коррозии промышленного оборудования, в том числе установление причин интенсивного коррозионного износа нефтепромыслового оборудования и разработку рекомендаций по его защите. Данные разработки подтверждаются не только лабораторными экспериментами, но и опытно-промышленными работами в промышленных условиях с оценкой эффективности проводимых на нефтедобывающем предприятии противокоррозионных мероприятий.

Антикоррозионное исполнение трубопроводов и емкостного оборудования нефтепромысловых систем обеспечивает их длительную работоспособность и надежность. Рациональный выбор материалов и средств защиты позволяет сократить затраты на эксплуатацию (обслуживание) оборудования за счет снижения аварийности и увеличения межремонтного периода. Подбор средств защиты осуществляется на основании тщательного анализа условий эксплуатации оборудования с учетом требований действующих нормативных документов и рекомендаций международных стандартов в области проектирования нефтегазовых объектов (ISO, DNV, NACE MR, Norsok и др.).

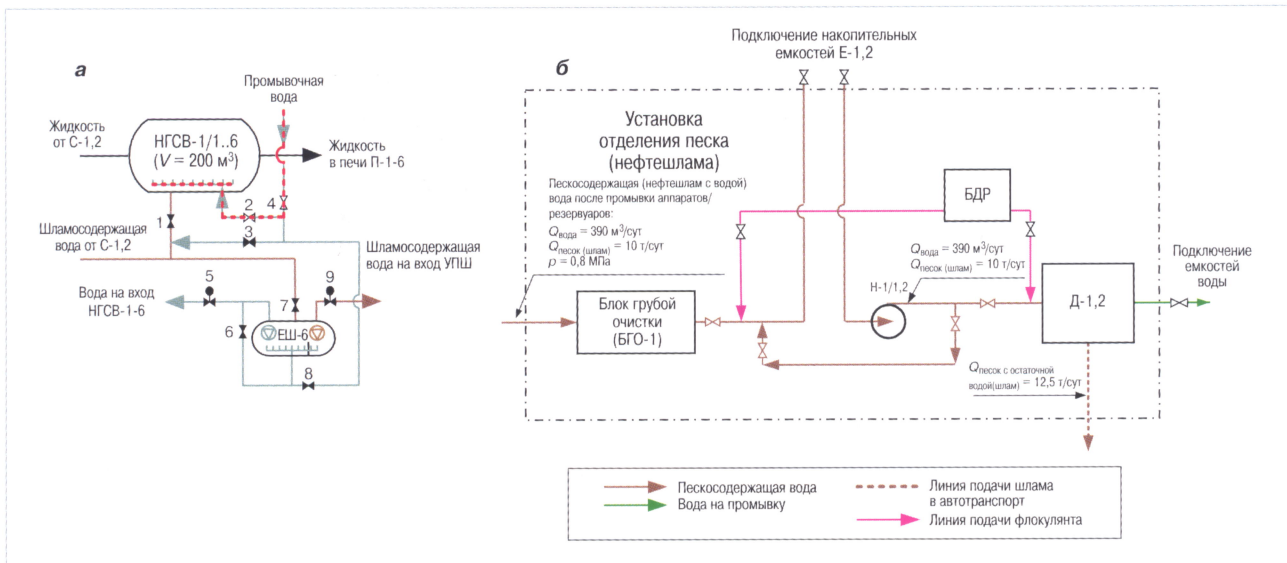


Рис. 2. Принципиальная схема системы сбора (а) и обработки (б) нефешламов:

а – 1 – 9 – задвижки; б – БГО-1 – блок глубокой очистки (нефешлама); Е-1,2 – накопительная емкость шламосодержащей воды ( $V = 100 \text{ м}^3$ ); Е-3,4 – накопительная емкость очищенной от песка (нефешлама) воды ( $V = 100 \text{ м}^3$ ); Н-1/1,2 – насос подачи шламосодержащей воды в декантер; Д-1,2 – декантер; БДР – блок дозирования реагента (флокулянта); ЕШ – шламовая емкость

### Эффективное использование ресурсов в процессе производства, переработка и утилизация отходов производства

Для ресурсосбережения существенным является эффективное использование химических реагентов, применяемых для интенсификации добычи нефти, сбора и подготовки продукции скважин. ОАО «Гипротюменнефтегаз» проводит работы в двух направлениях:

- выбор наиболее эффективных химических реагентов на основе результатов сравнительных опытно-промышленных испытаний;
- сокращение удельного расхода химических реагентов путем разработки технологии их рационального применения (технологических регламентов на применение данных реагентов).

Однако для повышения эффективности эксплуатации нефтепромысловых объектов важным является не только выбор химических реагентов и сокращение их расхода, но и правильное принятие решений о необходимости их применения на стадии проектирования. Например, использование ингибиторов коррозии и бактерицидов не всегда может быть экономически оправданным вследствие высоких операционных расходов (высокоагрессивные среды – сероводородсодержащие нефти и газы, высокие температуры эксплуатации). В этих случаях важно выбрать правильное материальное исполнение оборудования.

Решение проблемы утилизации отходов производства (нефешламов) реализовано в проекте системы их сбора и обработки (рис. 2). Отличительной особенностью данной системы является возможность автоматизированной очистки емкостного оборудования от нефешлама и его транспорта по технологическим трубопроводам на стационарную блочно-комплектную установку подготовки шлама [6].

### Обеспечение безопасной эксплуатации промышленных систем в условиях их теплового взаимодействия с внешней средой в суровых климатических условиях

В арктической зоне России сосредоточены основные запасы важнейших полезных ископаемых, являющихся определяющими для развития национальной экономики. Арктические территории характеризуются низкими отрицательными температурами, наличием многолетнемерзлых пород, ветрами. Мерзлый грунт является динамичной системой, физико-механические характеристики которой в значительной степени зависят от температуры.

Проблемы эксплуатации скважин в многолетнемерзлых породах заключаются в том, что в течение всего периода работы скважины происходит оттаивание окружающих пород, изменяющее их состояние. Например, льдистые породы уменьшаются в объеме, создаются пустоты. Часть их может заполняться оттаявшими в теплый период года породами с верхних горизонтов, создавая каверны и (или) приустьевые воронки, требующие немедленной засыпки во избежание потери устойчивости скважины.

Определение температурного поля многолетнемерзлых пород вокруг скважины является основой оценки ее устойчивости. При разработке групповых рабочих проектов по скважинам при выборе расстояния между ними допускается грубая ошибка: определение температурного поля многолетнемерзлых пород вокруг скважины (ореола оттаивания) выполняется только на период бурения, а не эксплуатации. При расчетах на время эксплуатации выбранные расстояния между скважинами оказываются недостаточными для недопущения смыкания ореолов оттаивания. Данные ошибки обнаруживаются при проектировании обу-

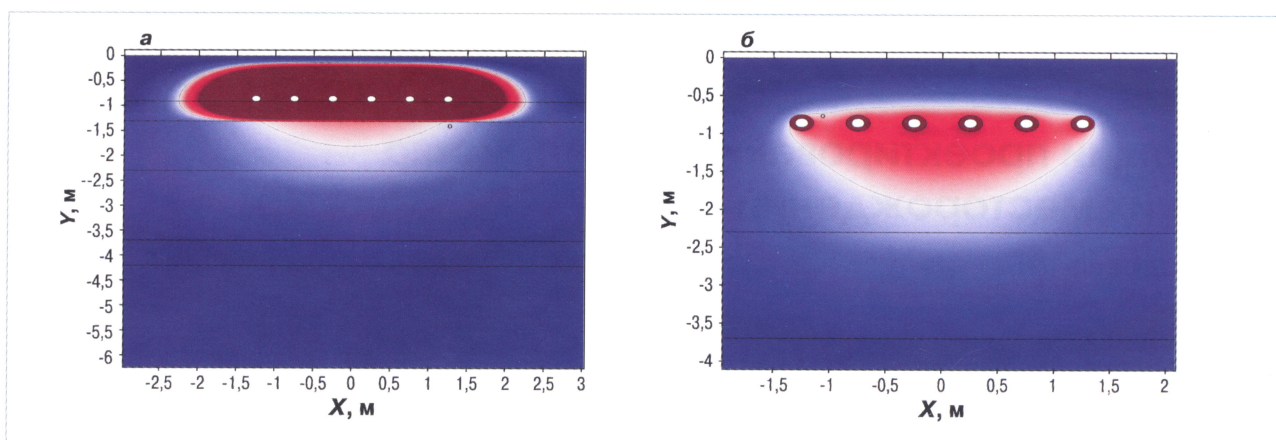


Рис. 3. Теплозащита коридора коммуникаций при применении теплового экрана (а) и изоляции каждого трубопровода (б)

стройства, что приводит к необходимости проведения дорогостоящих работ по повышению надежности эксплуатации скважин.

Сложной задачей является прокладка коридора коммуникаций. Суммарное тепловое воздействие от коридора на мерзлоту в представленном случае критическое, т.е. происходят значительное растепление как насыпи, так и многолетнемерзлого грунта и его последующая осадка. При относительно высоких температурах транспортируемого продукта применение теплозащитного экрана может не дать желаемого результата, поэтому применяются альтернативные мероприятия. Использование индивидуальной изоляции каждого трубопровода позволяет снизить до приемлемого уровня тепловое влияние коридора коммуникаций на многолетнемерзлый грунт. На рис. 3 приведены результаты теплотехнического расчета вариантов теплозащиты при прокладке коридора коммуникаций.

Для повышения эффективности мероприятий, предусматриваемых в программах экологического мониторинга нефтедобывающих предприятий, ОАО «Гипротюменнефтегаз» предлагает провести анализ характера и степени влияния различных нефтепромысловых объектов на механическое нарушение почвы, химическое, биологическое и радиационное загрязнение природной среды в зоне влияния объектов при их строительстве и эксплуатации в течение длительного периода времени. Для районов с многолетнемерзлыми грунтами особенно актуально выполнение исследований увеличения скорости распространения загрязнений в почве, водных объектах и грунтовых водах в зависимости от свойств и ореолов оттаивания таких грунтов. Полученная информация позволит применять в проектах обустройства более эффективные проектные технические и технологические решения с целью повышения экологической безопасности промыслов и уменьшения налоговой нагрузки и платежей по экологическим показателям.

### Список литературы

1. Дмитриевский А.Н. Ресурсосбережение: основные задачи и направления ресурсосбережения в нефтяной и газовой промышленности // Вестник ОНЗ РАН. – № 2. – N25002, doi:10.2205/2010NZ000015.
2. Иванов С.С. Разработка ресурсосберегающей технологии подготовки попутного нефтяного газа: автореф. дис. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Тюмень: Вектор Бук, 2012. – 24 с.
3. Обобщение опыта ОАО «Гипротюменнефтегаз» по использованию попутного нефтяного газа/С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов, Н.В. Варламов, И.З. Фахретдинов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 6. – С. 114–118.
4. Иванов С.С., Тарасов М.Ю. Снижение потерь легких жидких углеводородов на нефтяных промыслах // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 96–99.
5. Андреева Н.Н. Иванов С.С., Тарасов М.Ю. Использование легких жидких углеводородов при эксплуатации систем промышленной подготовки, транспорта и реализации нефтяного газа // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 92–94.
6. Пат. № 136974 на полезную модель. Система предварительной обработки нефтешлама/И.А. Щербинин, И.З. Фахретдинов, М.Ю. Тарасов, А.Б. Зырянов, Ю.В. Зуев, В.Н. Чернов, Е.А. Васильев. – № 2012131618/04; заявл. 23.07.12; опубл. 27.01.14.

### References

1. Dmitrievskiy A.N., Shale gas – New vector of development of global market of raw hydrocarbons (In Russ.), Vestnik ONZ RAN, 2010, V. 2, doi:10.2205/2010NZ000015, URL: <http://onznews.wdcb.ru/publications/v02/2010NZ000015.pdf>
2. Ivanov S.S., *Razrabotka resursosberegayushchey tekhnologii podgotovki poputnogo neflyanogo gaza* (Development of resource-saving technology of associated gas treatment): Thesis of candidate of technical science, Tyumen', 2012.
3. Ivanov S.S., Tarasov M.Yu., Varlamov N.V., Fakhretdinov I.Z., *Summary of Giprot'yumenneftegaz OAO experience in petroleum gas application* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2013, no. 6, pp. 114–118.
4. Ivanov S.S., Tarasov M.Yu., *Reducing the loss of light liquid hydrocarbons at the oil fields* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2013, no. 1, pp. 96–99.
5. Andreeva N.N. Ivanov S.S., Tarasov M.Yu., *The use of light liquid hydrocarbons at design of the systems of field treatment, transport and sales of associated petroleum gas* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2011, no. 11, pp. 92–94.
6. Utility patent no. 136974, *Sistema predvaritel'noy obrabotki nefteshlama* (Sludge pretreatment system), Authors: Shcherbinin I.A., Fakhretdinov I.Z., Tarasov M.Yu., Zyryanov A.B., Zuev Yu.V., Chernov V.N., Vasil'ev E.A.