

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОЦЕНКА СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ И УСТАНОВОК ПОДГОТОВКИ ГАЗА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 665.62
© С.С. Иванов,
А.А. Зобнин, 2017

SIMULATION AND EVALUATION OF JOINT WORK OIL TREATMENT PLANTS, COMPRESSOR STATIONS AND GAS TREATMENT PLANTS OF OIL AND GAS FIELDS

С.С. Иванов, к.т.н., А.А. Зобнин

Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Электронный адрес: Ivanov.SSe@gazpromneft-ntc.ru

Ключевые слова: моделирование, установка подготовки нефти (УПН), компрессорная станция (КС), установка подготовки газа (УПГ), нефтегазоконденсатные месторождения

S.S. Ivanov, A.A. Zobnin

Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg

This article describes the basics of modeling processes for the preparation of oil, gas and water. The article shows the need to take account of phase transitions in co-operation of oil treatment units and compressor stations (gas processing plant) oil and gas fields.

Keywords: modeling, oil treatment plant, compressor station, gas treatment plant, oil and gas fields

ВВЕДЕНИЕ

Процесс добычи углеводородного сырья нефтегазоконденсатных месторождений связан с постоянно меняющимися факторами: количеством добываемого сырья, его составом и физико-химические свойствами, технологическими параметрами систем добычи и подготовки, а также взаимным влиянием совместных процессов подготовки нефти и газа. Эти факторы, несомненно, влияют на результат – выработку товарной продукции при сохранении ее качества – для достижения которого необходимо повышение эффективности работы объектов подготовки.

Особого внимания требуют установки подготовки различных сред (газа, нефти, воды), влияющие друг на друга [1]. Например, при совместной работе установки подготовки нефти (УПН) и компрессорной станции (КС) или установки подготовки газа (УПГ) (рис. 1) углеводородный конденсат, возвращаемый из технологического процесса компримирования или подготовки газа в технологический процесс подготовки нефти, может влиять на товарные свойства нефти: увеличить давление насыщен-

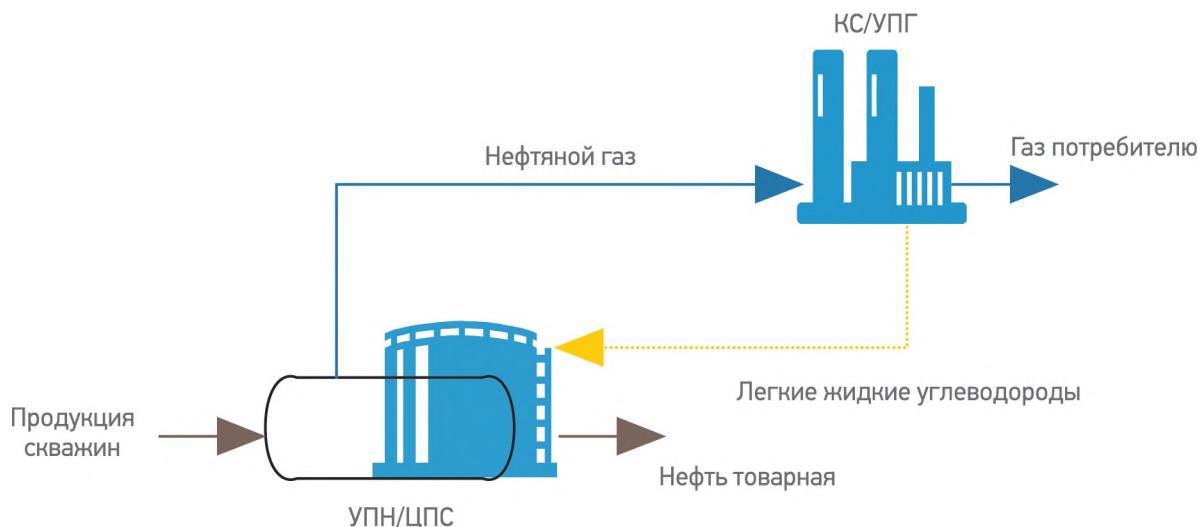
ных паров (ДНП) последней выше товарных кондиций.

Инструментом детального рассмотрения протекающих технологических процессов является их математическое моделирование, позволяющее обнаружить «узкие» места и выработать оптимизационные решения.

ОСНОВЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

В настоящее время существует ряд программных комплексов (ПК) для моделирования технологических процессов сбора, подготовки и переработки углеводородного сырья: Aspen HYSYS, PetroSIM, «Газконднефть» [2–4] и др. Перечень исходных данных, используемых при моделировании, в большинстве ПК идентичен. Для вновь проектируемых установок он включает:

- физико-химические свойства нефти, попутно добываемой воды, нефтяного газа, природного (прорывного) газа, их составы;
- профили добычи нефти, жидкости, газа и закачки воды;
- требования к качеству подготовки нефти в точках сдачи, газа, воды для закачки в пласт;



**Рис. 1. Технологическая схема процесса сбора
(ЦПС – центральный пункт сбора)**

– параметры на входе установок (давление и температура) и их динамика.

В случае моделирования действующего объекта анализ его технологической схемы, технологического режима за исторический период позволяет определить основные закономерности работы объекта, адаптировать модель с учетом гидрогазодинамических характеристик оборудования и трубопроводов и более точно спрогнозировать поведение системы в будущем с учетом возможных изменений в системе добычи и сбора.

Особое внимание с точки зрения правильности построения технологической модели необходимо уделять компонентно-фракционному составу и физико-химическим свойствам материальных потоков всех стадий процесса подготовки нефти, газа и воды. Для этого необходимо проведение комплекса работ, включающего следующие этапы:

- отбор проб газовых и жидкостных потоков на каждой ступени технологического процесса;
- подробные экспериментальные (лабораторные) исследования компонентно-фракционных составов и физико-химических свойств отобранных проб (газа, нефти, углеводородного конденсата) с учетом уноса капельной жидкости с газом при сепарации, содержания воды, окклюдированного и растворенного газа в нефти после отстоя воды, содержания нефтепродуктов, окклюдированного и растворенного газа в воде после отделения ее от нефти;
- обработка полученных результатов экспериментальных исследований – получение унифицированного (модельного) компонентно-фракционного состава потоков газа, нефти, углеводородного конденсата, определение наличия примесей в нефти, газе и воде из-за несовершенства технологических процессов и работы оборудования.

Комплексное обследование также позволяет как прямыми, так и косвенными методами оценить эффективность работы имеющегося технологического оборудования. Особое внимание необходимо уделить эффективности работы сепарационного и теплообменного оборудования. Прямые методы определения эффективности работы сепарационного оборудования, описанные в работе [5], позволяют с помощью непосредственных измерений определить качество разделения сырьевого потока на газовую и жидкую фазы. Среди косвенных методов [6] наиболее простым в применении является метод, основанный на сравнении фактического и равновесного компонентно-фракционных составов углеводородного конденсата, отделяемого от газа на последующей ступени сепарации. Унос мелкодисперсной капельной жидкости с газом из сепаратора существенно влияет на компонентно-фракционный состав.

На **рис. 2** приведено сравнение экспериментального (полученного в ходе хроматографических исследований) и расчетных (определенных из уравнения фазового состояния) компонентно-фракционных составов газа. Отмечено существенное различие характера кривых, особенно при температуре кипения фракций 20 °C и более. После учета уноса капельной жидкости газом в сепарационном оборудовании кривые приобретают схожий характер. Исходные данные и результаты комплексного обследования являются основой построения математической модели технологического объекта. Современные ПК позволяют моделировать процессы, комплексные технологии и схемы процессов (сепарация, нагрев, охлаждение, ректификация, абсорбция, адсорбция и др.), задавать материальные потоки и их технологические параметры, а также проводить всесторонние расчеты (исследования).

Моделирование технологических процессов начинается с выбора уравнения состояния, наиболее полно характеризующего моделируемые процессы. Для моделирования процессов сбора, подготовки, транспорта и первичной переработки нефти/углеводородного конденсата и газа рекомендуется использовать пакет свойств Peng Robinson и его модификации [7]. Далее вводится информации о компонентно-фракционном составе и физико-химических свойствах компонентов нефти, газа и воды, расходов материальных потоков и их параметрах (давлении и температуре). Следующим шагом является построение технологической схемы с включением в нее аппаратов, оборудования и технологических трубопроводов. Для каждой единицы оборудования и технологических трубопроводов проводится детализация основных характеристик:

- двух- и трехфазное сепарационное оборудование: входные/выходные потоки, геометрические характеристики аппарата, его гидравлическое сопротивление (в том числе сопротивление каплеотбойных сеток), унос одной фазы другой, подвод тепла (при наличии);
- теплообменное оборудование и аппараты воздушного охлаждения: входные/выходные потоки, геометрические характеристики аппарата (размеры корпуса, трубного пучка или поверхности теплообмена), движение потоков по аппарату, гидравлическое сопротивление трубного и межтрубного пространств, тепловые потери (при наличии);
- эжектор или дросселирующий клапан: входные/выходные потоки, геометрические характеристики проточных частей, обеспечивающих заданные технологические параметры на выходе;
- насосное оборудование: входные/выходные потоки, к.п.д., мощность привода, требуемое давление перекачиваемой среды на выходе;
- детандер-компрессорное оборудование: входные/выходные потоки, политропный и адиабатический к.п.д., мощность, требуемое давление перекачиваемой среды на выходе;
- технологические трубопроводы: входные/выходные потоки, выбор методики расчета гидравлики, спецификация сегментов трубопровода с указанием их геометрических характеристик (арматура, фитинги) и высотных отметок, характеристика окружающей трубопровод среды, тепловой изоляции для расчета тепловых потерь;
- ректификационные и абсорбционные колонны: входные/выходные потоки, выбор конструкции колонны для технологического процесса, ее геометрических характеристик, числа тарелок, теплового режима работы и др.

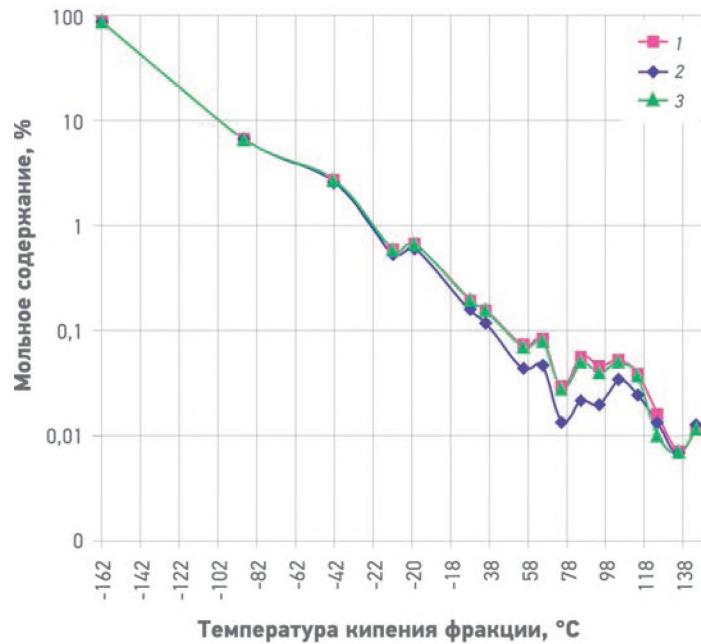


Рис. 2. Экспериментальный (1) и расчетные без учета (2) и с учетом (3) уноса капельной жидкости компонентно-фракционные составы газа сепарации

После ввода параметров материальных потоков и построения технологической схемы задаются регулируемые значения технологических параметров работы оборудования установки (температура, давление, параметры разделения продуктов), затем осуществляются расчеты.

При моделировании вновь проектируемых установок достоверность построенной модели можно проверить на основе состава пластового флюида путем сопоставления фазовых диаграмм, данных лабораторных исследований процесса сепарации и обезвоживания нефти и паспортных параметров оборудования (уносов капельной жидкости из сепараторов, рабочих характеристик насосов и компрессоров и др.).

При моделировании действующих установок (УПН, КС, УПГ) достоверность построенной модели проверяется сравнением расчетных и фактических технологических параметров работы установки в целом и каждого вида оборудования в отдельности, компонентно-фракционных составов и физико-химических свойств газовой и жидкой фаз каждой ступени процесса, отобранных в процессе обследования, а также товарных свойств продуктов и полупродуктов.

1. УПН: для нефти – плотность, ДНП, содержание воды; для нефтепромысловой сточной воды – содержание нефтепродуктов и растворенного газа.

2. КС и УПГ: для сухого отбензиненного газа – температура точки росы по влаге и углеводородам, плотность, состав; для стабильного конденсата – плотность, ДНП; для смеси пропан-бутан технической (СПБТ) и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) – состав и давление на-

сыщенных паров; для водометанольного раствора – плотность и содержание метанола. При обнаружении несоответствий фактических (экспериментальных) и модельных данных современные ПК позволяют провести адаптацию моделей следующим образом:

- «подстройка» критических параметров нефтяных или конденсатных фракций к расчетным фазовым диаграммам путем коррекции критических давления и температуры при сохранении постоянного ацентрического фактора [8];
- настройка фазовых переходов газ – углеводородная фаза, газ – водная фаза, углеводородная фаза – водная фаза с учетом эффективности работы сепарационного оборудования: фактические либо расчетные значения;
- корректировка тепловых потерь.

Данные операции позволяют более точно моделировать распределение компонентов и фракции по потокам в технологической модели, что повышает степень ее достоверности.

ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ПРАВИЛЬНОСТИ ПОСТРОЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НЕОБХОДИМО УДЕЛЯТЬ КОМПОНЕНТНО-ФРАКЦИОННОМУ СОСТАВУ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИМ СВОЙСТВАМ МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ ВСЕХ СТАДИЙ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

ВЛИЯНИЕ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ УПН, КС И УПГ НА КАЧЕСТВО ТОВАРНЫХ ПРОДУКТОВ

Товарной продукцией УПН является нефть по ГОСТ Р 51858-2002 и нефтяной газ, направляемый потребителю. В случае наличия в составе нефтедобывающего предприятия объектов по подготовке/переработке/компримированию газа дополнительными товарными продуктами могут быть: газ горючий природный по СТО Газпром 089-2010; СПБТ по ГОСТ 52087-2003; ШФЛУ по ТУ 38.101524-93; конденсат газовый стабильный (бензин) (КГС) по ГОСТ Р 54389-2011; полупродуктами – легкие жидкые углеводороды (ЛЖУ) [9].

При невозможности получения дополнительных продуктов или сбыта ШФЛУ, КГС и ЛЖУ последние из технологического процесса компримирования и подготовки газа возвращаются в технологический процесс подготовки нефти. При определенном количестве ЛЖУ, возвращаемых на УПН, будут происходить фазовые переходы и изменение состава и свойств получаемой нефти – увеличение ДНП выше товарных кондиций. Поддержание ДНП нефти на уровне требований ГОСТ технологическими ме-

тодами (изменением температуры, давления на ступенях подготовки) приведет к накоплению углеводородов $C_{3\dots 4}$ в технологическом процессе УПН, что утяжелит нефтяной газ, который вновь направляется на объекты компримирования и подготовки. В определенный момент возникнет необходимость вывода углеводородов $C_{3\dots 4}$ из системы, например, путем сжигания нефтяного газа на факельной установке. Ниже рассматривается влияние состава нефтяного газа (содержания углеводородов $C_{3\dots 4}$), газового фактора нефти для различных технологий подготовки и компримирования газа (КС, УПГ) на стабильность работы УПН при совместной эксплуатации и определяются границы, при которых потери углеводородов на факелях будут отсутствовать, т.е. не будут происходить накопление ЛЖУ на УПН и утяжеление нефтяного газа до критических параметров.

Расчетное исследование выполнялось при следующих условиях:

- 1) трехступенчатая сепарация нефти с давлением соответственно 0,8, 0,4 и 0,105 МПа на ступенях сепарации и температурой 40 °C;
- 2) трехступенчатое компримирование газа до давления транспорта 7,5 МПа и возврат выделяемых ЛЖУ на первую ступень сепарации нефти;
- 3) свойства нефти: плотность – 870 кг/м³, газовый фактор (растворенный газ) – 100 м³/т;
- 4) изменение газового фактора нефти (за счет прорывного газа) от 100 до 1500 м³/т;
- 5) изменение состава нефтяного газа за счет прорывного газа (содержания углеводородов C_{3+} от 37 до 525 г/м³).

На рис. 3 показано изменение ДНП нефти при возврате ЛЖУ с компрессорной станции в технологический процесс подготовки нефти в зависимости от состава нефтяного газа и газового фактора нефти. Из рис. 3 видно, что утяжеление нефтяного газа (увеличение содержания C_{3+}) и, как следствие, увеличение количества «циркулирующих» ЛЖУ в системе УПН – КС/УПГ приводят к повышению ДНП нефти; фазовые переходы в системе нефть – нефтяной газ с увеличением газового фактора могут как увеличивать, так и уменьшать ДНП.

При совместной работе УПН и УПГ для стабилизации технологического режима подготовки нефти необходимо получение товарных продуктов СПБТ или ШФЛУ, либо полупродуктов – ЛЖУ.

Проведенные расчеты показали, что при содержании в добываемом нефтяном газе компонентов C_{3+} более 160 г/м³ и газовом факторе нефти более 300 м³/т необходимо предусматривать вывод углеводородов C_{3+} из системы УПН – КС (УПГ) для обеспечения работоспособности технологии подготовки нефти и обеспечения товарных свойств нефти. Наиболее рациональный

способ – получение дополнительных продуктов и полупродуктов: СПБТ, или ШФЛУ, или ЛЖУ. Для этого требуются модернизация и строительство в границах установок КС/УПГ технологических линий и резервуарных парков по получению сниженных углеводородных газов (СПБТ или ШФЛУ) либо ЛЖУ, а также определение направлений их сбыта и реализации [10].

Выводы

1. При совместной работе УПН и УПК (КС) нефтегазоконденсатных месторождений необходимо учитывать влияние циркулирующих в системе ЛЖУ на ДНП нефти и накопление балластного количества циркулирующих углеводородов.
2. При превышении ДНП нефти сверх регламентированного ГОСТ Р 51858-2002 значения 66,7 кПа необходимо предусматривать мероприятия по выводу из системы ЛЖУ.

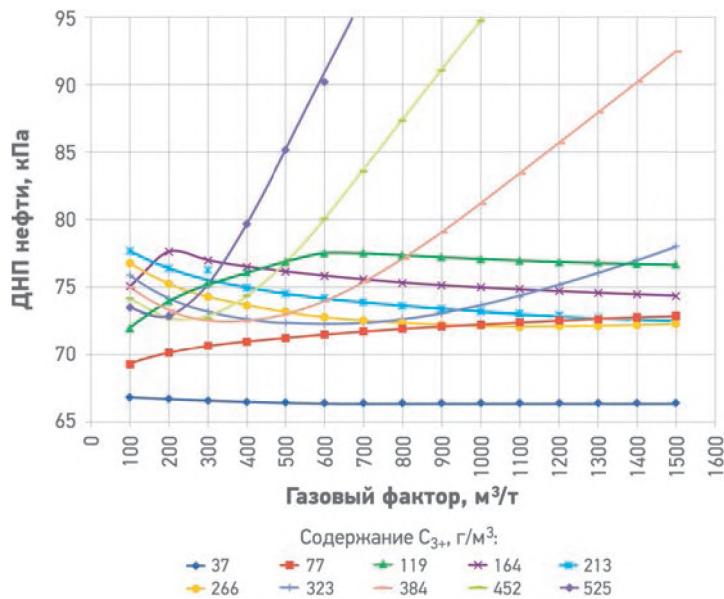


Рис. 3. Изменение ДНП нефти при возврате ЛЖУ с компрессорной станции в технологический процесс подготовки нефти в зависимости от состава нефтяного газа и газового фактора нефти

Список литературы

1. Максимов Ю.В., Иванов С.С. Особенности моделирования и материально-теплового расчета процесса сепарации нефти, добываемой из подгазовых нефтяных оторочек // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 12. – С. 87–89.
2. Ajikutira D. Jump Start: Aspen HYSYS® V8.0. A Guide for Getting Started in Aspen HYSYS. – USA, Texas, Houston: Aspen Technology Inc., 2016. – 27 с.
3. <http://thermogas.kiev.ua>
4. PetroSIM. Advanced Process Simulation for Upstream & Midstream. – UK, Walton on Thames: KBC Advanced Technologies Limited, 2016. – 4 с.
5. Анализ существующего положения в измерении капельного уноса жидкости их технологического оборудования и рекомендации по его совершенствованию / В.Н. Маслов, М.С. Рогалев, Н.В. Сараччин [и др.] // Сборник научных трудов ООО «ТюменНИИгипрогаз». – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2013. – С. 203–212.
6. Метод точки росы для оценки капельного уноса углеводородов в процессе подготовки газа валанжинских залежей / В.А. Истомин, И.В. Колчинченко, А.М. Деревягин, С.В. Селезнев // Наука и техника в газовой промышленности. – 2006. – № 4. – С. 37–41.
7. Особенности расчетов материально-тепловых балансов процессов сбора, подготовки и транспорта нефти и газа в среде HYSYS газа / С.В. Чернышев, И.З. Фахретдинов, М.Ю. Тарасов, С.С. Иванов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – С. 118–120.
8. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2002. – 575 с.
9. Н.Н. Андреева, С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов Использование легких жидких углеводородов при эксплуатации систем промысловой подготовки, транспорта и реализации нефтяного газа // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 11. – С. 92–94.
10. Снижение потерь легких жидких углеводородов на нефтяных промыслах / С.С. Иванов, М.Ю. Тарасов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 1. – С. 96–99.

Reference

1. Maksimov Yu.V., Ivanov S.S., *Features of modeling material and thermal calculation of oil separation process for oil rims* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2016, no. 12, pp. 87–89
2. Ajikutira D., *Jump Start: Aspen HYSYS® V8.0. - A Guide for Getting Started in Aspen HYSYS*, 2016, 27 p.
3. URL: <http://thermogas.kiev.ua>
4. PetroSIM. *Advanced Process Simulation for Upstream & Midstream*, 2016, 4 p.
5. Maslov V.N., Rogalev M.S., Saranchin N.V. et al., *Analiz sushchestvuyushchego polozheniya v izmerenii kapel'nogo unosa zhidkosti ikh tekhnologicheskogo oborudovaniya i rekomendatsii po ego sovershenstvovaniyu* (Analysis of the existing situation in the measurement of the droplet entrainment from technological equipment and recommendations for its improvement), Proceedings of TyumenNIIgiprogaz, Tyumen', 2013, pp. 203–212.
6. Istomin V.A., Kolinchenko I.V., Derevyagin A.M., Seleznev S.V., *The dew point method for estimating the droplet entrainment of hydrocarbons during the of the Valanginian gas treatment* (In Russ.), Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti, 2006, no. 4, pp. 37–41.
7. Chernyshev S.V., Fakhretdinov I.Z., Tarasov M.Yu., Ivanov S.S., *Features of calculations of heat and material balances of the collection, treatment and transportation of oil and gas in the environment of HYSYS* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2014, no. 10, pp. 118–120.
8. Brusilovskiy A.I., *Fazovye prevrashcheniya pri razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza* (Phase transformations in the development of oil and gas fields), Moscow: Graal' Publ., 2002, 575 p.
9. 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.
10. 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.