

Дегазация нестабильных жидких углеводородов

Я.Э. Юрил
ведущий инженер¹
yurilye@tngg.ru

С.А. Леонтьев
д.т.н., проректор по научной работе и
инновационной деятельности²
sleontev@ugtu.net

М.С. Роголев
к.т.н., заместитель директора центра (ТНИЦ)¹
rogalevms@tngg.ru

¹ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия

²Ухтинский Государственный Технический
Университет, Ухта, Россия

В статье проанализированы существующие методики по дегазации НЖУ для определения компонентно-фракционного состава. Целью выполненной работы является определение достоинств и недостатков существующих методик и возможности их практического использования. Также предлагается новая схема проведения дегазации НЖУ. Приведены сравнительные результаты по дегазации НЖУ по новой схеме и по стандартной. Отражены вопросы выбора рабочей и поддавочной жидкости и подбора метода дегазации под флюид.

Материалы и методы

По методикам описанных в СТО ТюменНИИгипрогаз 02-04-2009 и Р Газпром 086-2010 проведена дегазация НЖУ, и произведено сравнение полученных результатов ГФ и компонентно-фракционного состава.

Ключевые слова

нестабильные жидкие углеводороды, дегазация, конденсатоприемник, компонентно-фракционный состав, дегазированный конденсат, газ дегазации

Дегазация нестабильных жидких углеводородов (НЖУ) – процесс приведения НЖУ из термобарических условий отбора пробы, при которых она является однофазной жидкой к стандартным условиям с разделением на газовую и жидкую фазы с целью определения компонентно-фракционного состава пробы.

Состав нужен для контроля качества поступающего сырья, продуктов технологических потоков и продуктов переработки. Наряду с газообразными и жидкими углеводородами, которые составляют основу НЖУ, они могут содержать значительные количества высококипящих углеводородов, неорганические газы, метанол и другие химические соединения. Исходя из особенностей состава и свойств НЖУ, производится выбор способов его анализа. Для проведения лабораторных исследований возможно два способа анализа НЖУ:

1. Метод анализа НЖУ с предварительной дегазацией.
2. Метод прямого ввода проб НЖУ под давлением с использованием хроматографической системы.

Первый метод наиболее часто используется в лабораторной практике. В процессе дегазации измеряются объемно-массовые соотношения потоков, отбираются пробы газа дегазации и дегазированного конденсата для хроматографических исследований. На основе полученных данных рассчитывается состав исходной пробы.

Второй метод заключается в непосредственном введении в хроматограф пробы НЖУ и определении ее состава в рамках одного анализа, без предварительного разделения на газ дегазации и дегазированный конденсат. Следует отметить, что метод прямого ввода проб под давлением подходит для анализа проб НЖУ, основная масса в которых приходится на фракцию C_3-C_6 , с содержанием тяжелых фракций в количестве не более 6–8% массовых. В данном случае отмечается удовлетворительное совпадение данных метода прямого ввода под давлением и метода с предварительной дегазацией. Такому составу соответствуют пробы широкой фракции легких углеводородов.

По причине несовершенства метода прямого ввода используется метод с предварительной дегазацией, который имеет два способа исполнения:

- Методика дегазации при переменных давлении и температуре.
- Методика дегазации при постоянных давлении и температуре.

Сущность методики дегазации НЖУ при переменных давлении и температуре заключается в снижении давления до атмосферного, при этом в процессе дегазации в контейнере поддерживается постоянная температура, равная 20°C, с последующим повышением температуры пробы до 38°C. На протяжении всего процесса дегазации изменяется компонентно-фракционный состав газовой и жидкой фаз. Для этого проводится дегазации всей пробы и исследование

компонентно-фракционного состава, выявившихся в процессе ГД (газа дегазации) и ДК (дегазированного конденсата) [1].

Со временем методика дегазации НЖУ при переменных давлении и температуре модифицировалась заменой замерной емкости газа на современные расходомеры-газометры. Для использования данной схемы расходомер должен иметь характеристики минимального расхода от 0,1 см³/мин для корректного замера объема газа.

Основным недостатком данной методики является сдвиг термодинамического равновесия, который происходит при изменяющемся давлении и температуре и, как следствие, изменение составов газа дегазации и дегазированного конденсата во время процесса дегазации. Также полная стабилизация дегазированного конденсата при 20°C, а затем и при 38°C занимает длительное время – 2–4 ч.

Основа методики дегазации при постоянных давлении и температуре заключается в дросселировании через регулировочный вентиль жидкости из контейнера, в котором посредством пресса поддерживается постоянное давление выше давления в точке отбора. В процессе дегазации условия и составы равновесных фаз остаются постоянными на протяжении всего эксперимента. Данная методика имеет два варианта исполнения:

- Дегазация при постоянных давлении и температуре с отбором дегазированного конденсата в емкость переменного объема.
- Дегазация при постоянных давлении и температуре с отбором дегазированного конденсата в емкость постоянного объема.

Подробно две эти методики описаны в [2]. В зависимости от свойств НЖУ температура конденсатоприемника поддерживается от -50 до +20°C, скорость при выпуске подбирается на основании величины линейной скорости газожидкостного потока, при которой унос жидкой фазы минимален, и составляет 30–1000 см³/мин, также учитывается необходимость установки фильтра для улавливания жидкости, уносимой с газом дегазации.

На данный момент в основном используется метод дегазации с емкостью постоянного объема (рис. 1 и 2). Перед дегазацией замеряется плотность НЖУ и в зависимости от результатов подбирается метод дегазации и температура.

Перед дегазацией пробы НЖУ проводят оценку ее представительности. Проверка осуществляется путем замера давления в контейнере с отобранной пробой и контроля наличия или отсутствия в контейнере газовой фазы. Разница в проведении дегазации по этим схемам указана в таб. 1.

Технически отличие лишь в характеристиках расходомера и насоса высокого давления. При проведении дегазации по схеме 2 используется автоматический насос с максимальным расходом 16,5 см³/мин, работающий через буферную емкость из-за невозможности работы с агрессивной средой. При проведении дегазации по схеме 1 используется ручной насос без буферной емкости.

Недостатками методики при использовании 1 схемы являются низкая автоматизация процесса. Подобное техническое оснащение методики не позволяет сотруднику, занятому дегазацией проб, параллельно выполнять другие работы. Также расходуется большой объем пробы от 100 см³ в зависимости от газового фактора.

Основным достоинством данного метода является высокая точность измерений и низкое время проведения дегазации со скоростью до 1000 см³/мин.

Недостатками методики при использовании схемы 2 являются длительность процесса, примерно 2–3 часа на пробу, и дорогостоящее оборудование. Кроме того ограниченный объем автоматического газометра замедляет процесс дегазации НЖУ с высокими газовыми факторами.

Исключение основного фильтра из схемы повышает риск попадания тяжелых компонентов НЖУ в газометр и искажения состава газа проб при следующей дегазации. Даже подогрев газометра не дает гарантии того, что компоненты не осядут на стенках. Фильтр, установленный внутри конденсатоприемника, эффективно работает только при малом количестве дегазированного конденсата, и изначально предназначался для стандартной сепарации пластовых газов с низким КГФ (конденсатогазовым фактором), где невозможно накопить жидкость для ввода в хроматограф.

Основными достоинствами метода дегазации по схеме 2 является высокая точность измерений за счет использования высокоточного оборудования и достижение термодинамического равновесия фаз в процессе дегазации. Также наилучшее разделение на газ, и жидкость достигается путем использования низких температур и поддержания низкой скорости процесса дегазации.

Были проанализированы методы дегазации по схемам 1 и 2, описанные в [2], и предлагаемое на рынке оборудование для дегазации, для модернизации метода дегазации по схеме 1, так как большее количество отбираемых НЖУ имеют $\rho \geq 600-800$ кг/м³.

В результате анализа используемых схем дегазации и применяемого оборудования было спроектировано и изготовлено новое оборудование и разработана методика его использования. Модернизация была направлена на снижение количества операций, которые необходимо выполнить для анализа и повышения автоматизации процесса.

Для создания и поддержания давления, был выбран жидкостной насос с пневмоприводом работающий на автоматическом возвратно-поступательном движении дифференциального принципа площадей, который использует большую площадь привода поршня, чтобы преобразовать энергию сжатого воздуха в гидравлические мощности. В качестве поддавочной жидкости насоса была выбрана дистиллированная вода, а в качестве рабочей жидкости — насыщенный раствор NaCl.

Для подбора рабочей жидкости был проведен эксперимент по растворимости газа сепарации в жидкостях. При проведенном эксперименте лучшие результаты были получены с использованием C₃H₈O₃, но по причине высокой вязкости и визуальном поглощении газа стабилизированным глицерином была выбрана смесь воды и NaCl. Результаты эксперимента представлены в таб. 2.

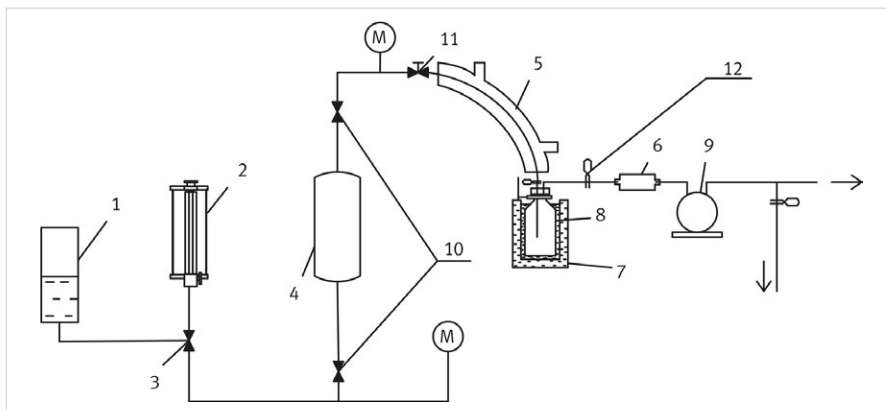


Рис. 1 — Схема установки для дегазации НЖУ

при постоянных давлении и температуре при $\rho \geq 600-800$ кг/м³:

- 1 – емкость для заполнения насоса; 2 – ручной насос; 3 – трехходовой вентиль; 4 – контейнер с пробой НЖУ; 5 – теплообменник; 6 – фильтр; 7 – охлаждающая установка; 8 – конденсатоприемник; 9 – счетчик газа; 10 – вентили контейнера; 11 – вентиль тонкой регулировки; 12 – зажим

| Метод | Скорость, см ³ /мин | Температура, °С | Среднее время проведения, мин. | Необходимый объем пробы, см ³ |
|---|--------------------------------|-----------------|--------------------------------|--|
| $\rho \geq 600-800$ (рис. 1) | 1000 | +20 | 30 | 100-200 |
| $\rho \leq 600$ и от $\rho \geq 800$ (рис. 2) | 30 | от -50 до +20 | 120 | 20-30 |

Таб. 1 — Условия проведения дегазации НЖУ

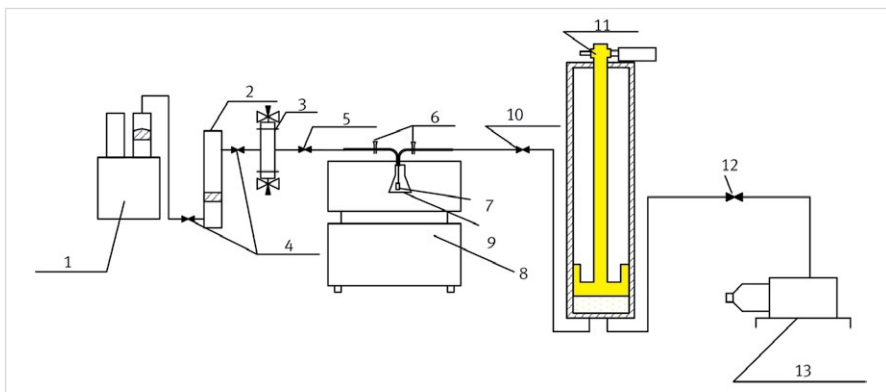


Рис. 2 — Схема установки для дегазации НЖУ

при постоянных давлении и температуре при $\rho \leq 600$ и от $\rho \geq 800$ кг/м³:

- 1 – автоматический насос; 2 – буфер; 3 – контейнер с пробой НЖУ; 4 – вентиль контейнера; 5 – вентиль тонкой регулировки; 6 – зажимы; 7 – фильтр; 8 – термостат; 9 – конденсатоприемник; 10 – входной кран газометра; 11 – газометр; 12 – выходной кран газометра; 13 – вакуумный насос

| | NaCl+H ₂ O+Газ сепарации | C ₃ H ₈ O ₃ +Газ сепарации | C ₃ H ₈ O ₃ (50%)+H ₂ O(50%)+Газ сепарации | H ₂ O |
|-----------------------------------|-------------------------------------|---|--|------------------|
| Газовый фактор, м ³ /т | 2 | 0,5 | 1,2 | 14,2 |

Таб. 2 — Растворимость газа сепарации в жидкостях

Для разделения поддавочной жидкости от рабочей, используется поршневой контейнер объемом 1000 см³ (основной буфер). Для ускорения процесса заполнения основного буфера был изготовлен проточный контейнер объемом 1100 см³ (вспомогательный буфер). Заполнение основного буфера производится подачей воздуха в проточный контейнер, заполненный рабочей жидкостью.

Конденсатоприемник изготовлен таким образом, что после накопления начального слоя жидкости, поступающий газ барботирует через жидкость, при этом происходит ее перемешивание пузырьками газа, что обеспечивает более эффективное разделение фаз. Выбранная высота и объем

конденсатоприемника дают возможность проводить дегазацию со скоростью до 2349 см³/мин.

Конденсатоприемник оснащен самозапирающимися быстроразъемными соединениями, что исключает потерю легкой части системы после дегазации. Из конденсатоприемника пробу дегазированного конденсата переводится в заполненную рассолом бутылку, не допуская контакта пробы с воздухом. Это предотвратит потерю пропана — пентанов.

Масса дегазированного конденсата вычисляется как разность массы конденсатоприемника до и после дегазации. Объем газа дегазации определяется по показаниям газового счетчика с точностью до 0,01 см³.

Объём газа дегазации $V_{гд}^{cm}$, м³, измеренный газовым счетчиком, приводят к стандартным условиям ($t^{cm} = 20^{\circ}\text{C}$ и $P^{cm} = 101,325$ кПа) по формуле:

$$V_{гд}^{cm} = \frac{V_{гд} (273,15 + t^{cm})}{273,15 + t}$$

где $V_{гд}^{cm}$ — объём газа, приведенного к стандартным условиям, м³; 273,15 — коэффициент перевода температуры из шкалы Цельсия в шкалу Кельвина; t — температура газа в газометре, °C.

Газовый фактор ГФ, м³/т, рассчитывается по формуле:

$$ГФ = \frac{V_{гд}^{cm}}{m_k}$$

где m_k — масса конденсата, выпавшего в конденсаторе-приёмнике.

Приемник для сбора газа дегазации наполняют гелием в пропорции 1/3 от объема. Пробу газа дегазации разбавляется гелием в соотношении 1:1 для снижения парциального давления с целью предотвращения конденсации углеводородов C_{5+} вышележащих на стенках приемника для газа дегазации [3].

Отбор газа дегазации производится между фильтром и счетчиком, путем переключения вентиля на отбор, после выделения газа дегазации в объеме в 5 раза превышающем объем рабочих магистралей.

Новая схема оборудована узлом для отбора газа дегазации, который снижает контакт оператора с агрессивной средой и исключает попадания воздуха в пробу газа дегазации.

Для продувки системы и отбора гелия спроектирована линия, не требующая подключения сторонних источников газа для продувки. Контроль над показателями давления осуществляется в 3 точках: на насосе, на буфере и на контейнере. Термопара прикреплена непосредственно в захолаживателе для контроля температуры сепарации.

| № пробы | ГФ схема №1 | ГФ схема № 2 | ГФ схема №3 |
|---------|-------------|--------------|-------------|
| 1. | 194,8 | 190,1 | 193,6 |
| 2. | 198,68 | 196,5 | 194,1 |
| 3. | 183,5 | 180,7 | 179,1 |
| 4. | 152,2 | 154,2 | 155,4 |
| 5. | 77,03 | 78 | 76,22 |
| 6. | 152,2 | 154,5 | 155,4 |
| 7. | 273,9 | 267,3 | 270,5 |
| 8. | 100,5 | 99,7 | 102 |

Таб. 3 — Сравнение ГФ

Все это дает возможность автоматизации процесса и позволяет сотруднику, занятому дегазацией проб, параллельно выполнять другие работы, и выполнять большее количество проб за более короткое время. Схема дегазации по новой схеме представлена на рис. 3.

Результаты сравнительных экспериментов по дегазации НЖУ с Уренгойского, Ново-Уренгойского, Самбургского, Юрхаровского, Южно-Тамбейского месторождений представлены в таб. 3. Расхождение по полученному экспериментально газовому фактору между методами составляет не более 2,5 %.

Имеются незначительные расхождения составов (рис. 4), связанные с погрешностью эксперимента. Проведенные эксперименты показали высокое качество получаемых результатов по используемым методам.

Итоги

Представленные результаты свидетельствуют о незначительных расхождениях по разным методикам, что некритично для контроля качества поступающего сырья и продуктов переработки. Анализ представленных методов дегазации НЖУ дает возможность оценить достоинства и недостатки каждой из методик и выбрать наиболее подходящую для целей исследования.

Выводы

Предложенная новая схема и методика в первую очередь позволяют автоматизировать процесс и снизить количество операций для дегазации НЖУ, тем самым без потери качества увеличить количество проводимых дегазаций, без больших трудозатрат. Основой нового метода — использование более современных средств измерения, их универсальность и доступность.

Список литературы

- Худякова О.Ф., Юшкина В.В., Саввина Я.Д. Инструкция по исследованию газоконденсатных месторождений на газоконденсатность. М.: Недр, 1975. 72 с.
- СТО ТюменНИИгипрогаз 02-04-2009. Нестабильные жидкие углеводороды. Методы определения компонентно-фракционного состава. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2014. 114 с.
- Р Газпром 086-2010. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных скважин. М.: Газпром экспо, 2011. 319 с.

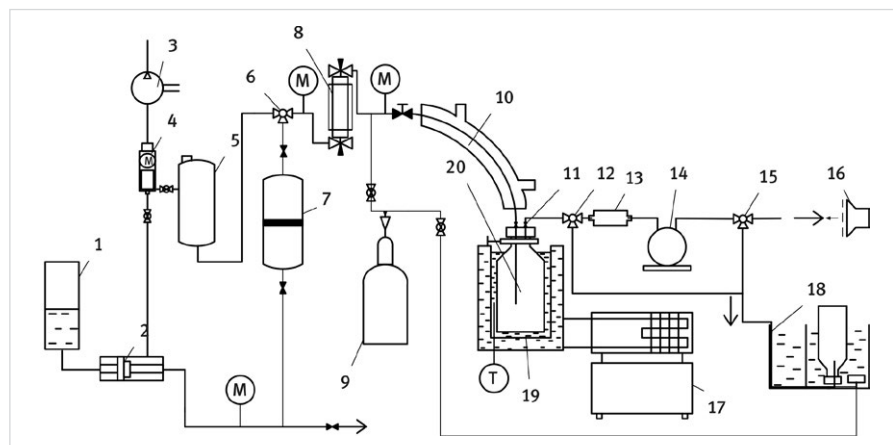


Рис. 3 — Схема установки для дегазации НЖУ

при постоянных давлении и температуре по новой схеме при $p \geq 600-800$ кг/м³:

- мерная ёмкость;
- пневмонасос;
- компрессор;
- редуктор;
- вспомогательный буфер;
- трехходовой вентиль;
- основной буфер;
- контейнер с пробой НЖУ;
- баллон с гелием;
- теплообменник;
- обратный клапан;
- трехходовой вентиль;
- фильтр;
- счетчик газа;
- трехходовой вентиль;
- вытяжка;
- термостат;
- ёмкость для отбора газа;
- термостат;
- конденсатор-приёмник

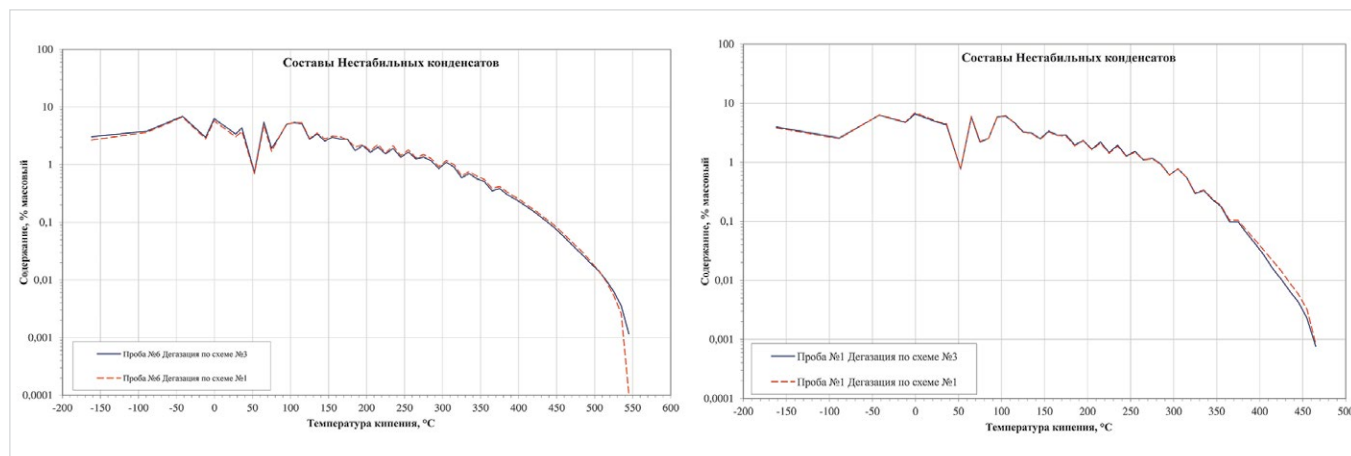


Рис. 4 — Сравнение составов по методу дегазации по схемам №1 и №3

Degassing of unstable liquid hydrocarbons

Authors:

Yan E. Yuril — lead engineer¹; yurilye@tngg.ru

Sergey A. Leontiev — Sc.D., vice rector for research and Innovation²; sleontev@ugtu.net

Maxim S. Rogalev — Ph.D., deputy director of the center (TSRC)¹; rogalevms@tngg.ru

¹LLC TyumenNIIgiprogaz, Tyumen, Russian Federation

²Ukhta State Technical University, Ukhta, Russian Federation

Abstract

In this paper we analyzed existing techniques for degassing volatile liquid hydrocarbons to determine the component-fractional composition. The aim of the study is to determine advantages and disadvantages of the existing methods and possibilities of their practical use. A new scheme of degassing of unstable liquid hydrocarbons (ULH). The comparative results for the degassing of ULH under the new scheme and according to the standard. Reflect the issues of choice and add the working fluid and the selection of the method of degassing under fluid.

Materials and methods

According to the techniques described in STO Tumenniigiprogaz 02-04-2009 and R Gazprom 086-2010 carried out degassing ULH, and the comparison of the obtained results GF and component-fraction composition.

Results

The results show minor differences by different techniques, which is not critical for quality control of incoming raw materials and by-products. The analysis of the presented methods of degassing ULH gives you the opportunity to evaluate the advantages and disadvantages of each method and choose the most appropriate for the purposes of the study.

Conclusions

Proposed new scheme and the method primarily allows you to automate the process and reduce the number of operations for degassing volatile liquid hydrocarbons, thus without any loss of quality to increase the number of ongoing degassing without much effort. The basis of the new method is the use of more modern means of measurement, their universality and accessibility.

Keywords

volatile liquid hydrocarbons, degassing, condensatoren, component-fractional composition, degassed condensate, gas degassing

References

1. Khudyakova O.F., Yushkina V.V., Savvina Ya.D. *Instruktsiya po issledovaniyu gazokondensatnykh mestorozhdeniy na gazokondensatnost'* [Manual for the study of gas condensate fields]. Moscow: Nedra, 1975, 72 p.

2. STO TyumenNIIgiprogaz 02-04-2009. *Nestabil'nye zhidkie uglevodorody. Metody opredeleniya komponentno-fraktsionnogo sostava* [Volatile liquid hydrocarbons. Methods for determining the component-fractional composition.] Tyumen: TyumenNIIgiprogaz, 2014, 114 p.

3. R Gazprom 086-2010. *Instruktsiya po kompleksnym issledovaniyam gazovykh i gazokondensatnykh skvazhin* [Instructions for the comprehensive studies of gas and gas condensate wells] Moscow: Gazprom expo, 2011, 319 p.



15 - 17
ФЕВРАЛЯ

г. Оренбург

ООО «УралЭкспо»

тел./факс: (3532) 67-11-02, 67-11-05, 45-31-31

e-mail: uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

XIV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ • ВЫСТАВКА • «НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО»

- Добыча нефти и газа (технологии и оборудование)
- Геология, геофизика
- Сейсмическое оборудование и услуги
- Транспортировка, переработка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
- Трубы и трубопроводы, инструменты и др.