

Технология кустовой подготовки и закачки подтоварной воды в пласт с использованием трубного делителя фаз

А.В. Лекомцев

к.т.н., доцент

alex.lekومتsev@mail.ru

П.Ю. Илюшин

к.т.н., доцент

ilushin-pavel@yandex.ru

Д.А. Шишкин

магистрант

david-shishkin@yandex.ru

ПНИПУ, Пермь, Россия

Основным показателем качества закачиваемых пластовых вод, который оказывает влияние на снижение приемистости нагнетательных скважин, является концентрация (содержание) нефтепродуктов и твердых взвешенных частиц (ТВЧ). В условиях высокой загрузки объектов промысловой подготовки скважинной продукции не всегда удается достичь указанных требований. На Маячном месторождении ЦДНГ №5 (Пермский край) существуют обозначенные проблемы. Кроме того, на месторождении имеются кусты скважин, добывающих высокообводненную продукцию, что повышает экономические затраты на транспортировку и подготовку водонефтяной эмульсии (ВНЭ). В этой связи актуальным становится вопрос повышения качества подготовки подтоварной воды для закачки в пласт, снижения нагрузки на внутривыпускные объекты подготовки и сокращение затрат на транспортировку и разрушение ВНЭ. В данной работе приведено решение — технология кустовой подготовки и закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз (ТДФ).

Материалы и методы

Технологические данные с месторождения, литературные данные, анализ.

Ключевые слова

предварительный сброс воды, система ППД, закачка воды

Описание объекта исследований

На примере куста 5014 рассмотрен вопрос использования и целесообразности технологии кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз. Продукция скважин по выкидным линиям от 50 до 380 м поступает на АГЗУ 5014 при линейном давлении 2,1 МПа, после чего — до УПСВ «Рассвет» по полимерному армированному трубопроводу диаметром 200 и длиной 8266 м.

Схема расположения скважин представлена на рис. 1, где красным показаны действующие нагнетательные скважины, в которых осуществляется закачка пресной воды, зеленым — скважины, планируемые под нагнетание на кусту АГЗУ 5014. Технологические режимы работы добывающих и нагнетательных скважин представлены в таб. 1, 2.

Основные задачи проектирования

Авторами работы предлагается технология кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием ТДФ, которая заключается в монтаже после АГЗУ-5014 трубного делителя фаз для разделения ВНЭ непосредственно на кустовой площадке добывающих скважин и

закачки пластовой подготовленной воды в нагнетательные скважины №1н, 2н, 3н, 4н, 5н, 6н, находящиеся в непосредственной близости от установки. На данный момент в эти нагнетательные скважины закачивается пресная вода, заменив ее на пластовую, мы снизим нагрузку на водозаборные пункты. Основные требования по качеству выходящей из установки продукции следующие: содержание воды в предварительно обезвоженной нефти не должно превышать 15%, что соответствует размеру капель воды в нефти менее 0,4 мм. Содержание нефтепродуктов в водной фазе составляет 40 мг/л.

Принципиальная схема предлагаемой кустовой установки

В состав схемы технологии кустовой закачки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт входит АГЗУ, трубный делитель фаз, нагнетательные скважины, оборудованные перевернутыми электроцентробежными насосами, как показано на рис. 2. Конструкция трубного делителя фаз, обеспечивающего качество подтоварной воды согласно требованиям ОСТ и СТП, приведена на рис. 3 [1]. ТДФ выполнен в виде трубчатого блока, снабженного патрубками для приема газоводонефтяной эмульсии и отбора

Условный номер скважины	Q _ж , м³/сут	W, %	Q _н , т/сут	P _{заб} , МПа	P _{буф} , МПа	P _{лин} , МПа
1д	2,8	76,6	0,6	3,79	2,1	2,1
2д	70,4	95,0	3,2	5,64	2,1	2,1
3д [2018]*	62,0	96,0	2,2	8,27	2,1	2,1
4д	6,1	70,0	1,6	9,36	2,1	2,1
5д	92,2	96,8	2,7	6,15	2,1	2,1
6д [2014]*	5,2	42,2	2,6	4,26	2,1	2,1
7д	6,6	75,2	1,4	2,66	2,1	2,1
8д	22,5	81,6	3,7	6,85	2,1	2,1
9д	16,0	66,0	4,9	5,74	2,1	2,1
10д [2014]*	8,0	43,3	4,1	7,73	2,1	2,1
11д	8,0	75,3	1,8	8,29	2,1	2,1

* — Год перевода на нагнетание

Таб. 1 — Технологический режим работы добывающих скважин АГЗУ 5014 по состоянию на 01.06.2015 г.

Условный номер скважины	Залежь	D _{шт} , мм	P _{уст} , МПа	V _{пот} , м³/сут	V _{тех} , м³/сут	V _{эфф} , м³/сут
1н	Бш		7	40	20	20
2н	Т	3	3	540	31	31
3н	Бш	2	3	140	17	17
4н	Бш		5	55	15	15
5н	Т	2	2	50	30	30
6н	Т		6	52	37	37

Таб. 2 — Технологический режим работы нагнетательных скважин по состоянию на 01.08.2014 г.

нефти, газа и воды, камерой для частично обезвоженной нефти и отсеком для водной фазы, формируемым соответствующими перегородками.

Разгазированная ВНЭ из желоба 6 поступает на решетку 7, где ее скорость увеличивается, так как решетка расположена под большим углом, чем сам желоб 2. При этом глобулы ВНЭ, контактируя с элементами (струнами) решетки 7, разрушаются и капельки воды освобождаются из бронирующих оболочек. В результате нефть, обезвоживаясь, свободно всплывает к уровню раздела фаз «нефть – газ» и перетекает через перегородку 8 в секцию Г сбора и вывода ее из ТДФ по патрубку 3.

Движение воды к патрубку 4 ее вывода из ТДФ осуществляется переливом через перегородки 9 и 10, а также карман 11. При этом в зонах между перегородками 8, 9 и 10 нефтепродукты, находящиеся в водной фазе, всплывают до контакта с обезвоживаемой нефтью и сливаются с ней в единый поток, поступающей в секцию Г ТДФ. При дальнейшем движении воды (переливе через перегородку 10) вода, также подвергаясь очистке от нефтепродуктов, с малой скоростью поступает в карман 11 и далее в патрубок ее вывода 4 из ТДФ.

Для предотвращения уноса поступающей газоводонефтяной эмульсии в корпусе ТДФ предусмотрена поперечная газовая перегородка 16, расположенная между желобом 6 и верхней частью корпуса 1. С целью контроля уровня жидкости и раздела фаз в корпусе ТДФ предусмотрены их указатели 12 и 13, а безопасной эксплуатации – патрубок 14 подключения к предохранительному клапану.

Зависимость эффективности работы ТДФ от угла наклона его корпуса к горизонту представлена в таб. 3, в которой показаны результаты пилотных исследований обезвоживания высоковязкой нефти Мишкинского месторождения [2].

Анализ таб. 3 показывает, что наибольшая эффективность обезвоживания нефти достигается при угле наклона ТДФ к горизонту, равном 3°. При проектировании использованы результаты приведенных исследований.

Проектирование трубного делителя фаз

Исходные данные

Для предварительных расчетов принято:

- Длина ТДФ – 19,2 м.
- Диаметр – 1 м.
- Расход ВНЭ на входе в ТДФ $Q=300 \text{ м}^3/\text{сут.}$
- Обводненность нефти на входе в ТДФ $W_{нач}=89,2 \text{ \% масс.}$
- Плотность нефти при температуре процесса равны $\rho_n=882,3 \text{ кг/м}^3$.
- Вязкость нефти при температуре процесса $\mu_n=0,036 \text{ Па}\cdot\text{с.}$
- Плотность водной фазы $\rho_v=1120 \text{ кг/м}^3$.
- Газовый фактор равен $\Gamma_f=27,85 \text{ м}^3/\text{т.}$
- Плотность нефтяного газа $\rho_g=1,23 \text{ кг/м}^3$.

Расчет ТДФ выполняется в 5 этапов. При этом выполняются расчеты материального баланса, кинетики процессов сепарации газа, предварительного обезвоживания нефти и отбора водной фазы. В последующем осуществляются расчеты конструктивного оформления ТДФ.

Расчет материального баланса представлен в таб. 4

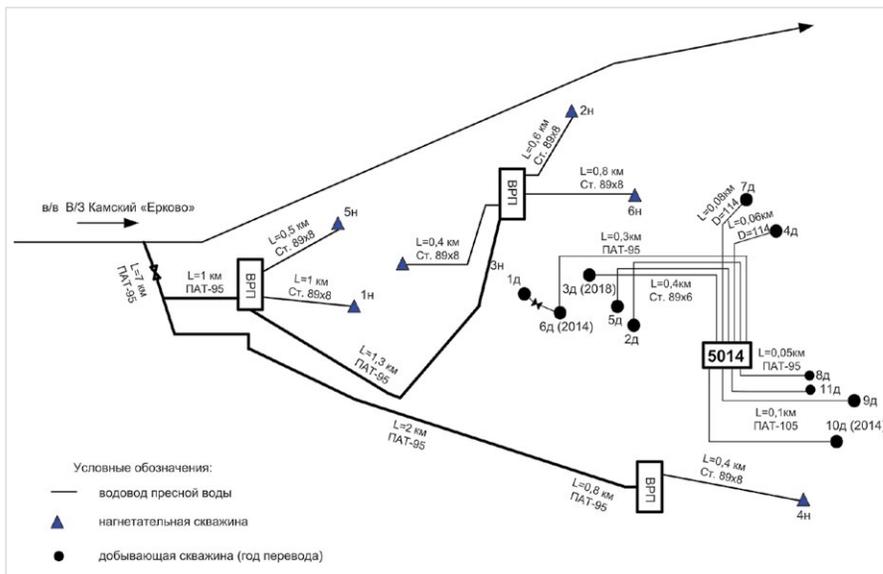


Рис. 1 – Схема расположения скважин

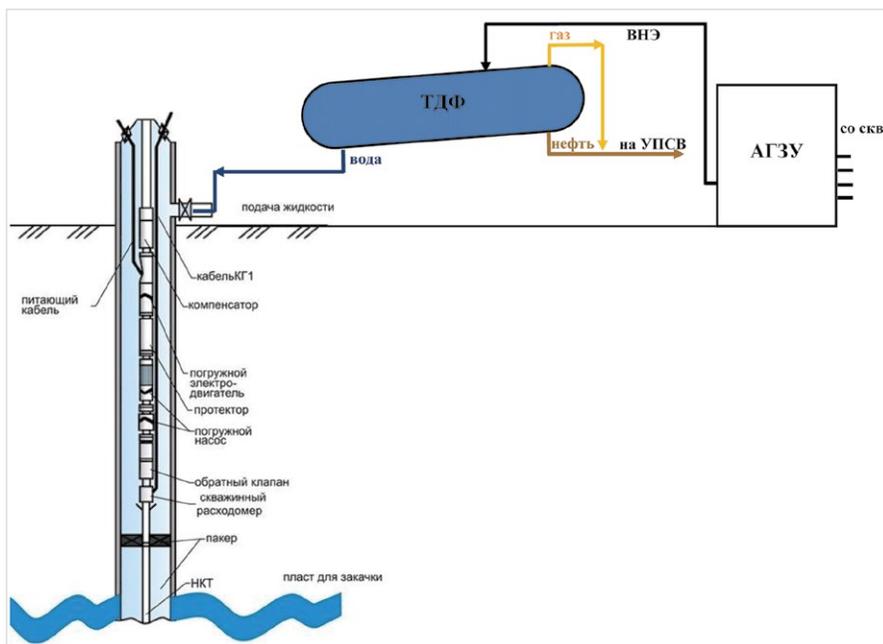


Рис. 2 – Схема установки кустовой заправки подтоварной воды из добывающих скважин в пласт с использованием трубного делителя фаз

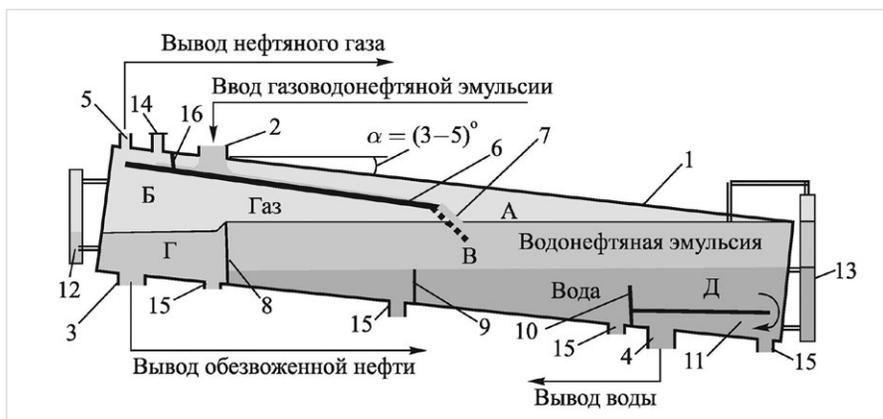


Рис. 3 – Трубный делитель фаз

Параметр	Значения						
Угол наклона ТДФ к горизонту, град	0	3	5	10	20	30	40
Остаточное содержание воды в обезвоженной нефти, % масс.	23	8	10	15	19	22	23

Таб. 3 – Эффективность работы ТДФ от угла наклона его корпуса к горизонту

Кинетический расчет процесса сепарации газа

Плотности газа и жидкой фазы газовой нефтяной эмульсии составляют $\rho_g = 1,23 \text{ кг/м}^3$ и $\rho_{внз} = 1094,4 \text{ кг/м}^3$.

Минимальный диаметр пузырьков газа, удаляемых с объема ВНЭ, принимается равным $d = 0,4 \text{ мм}$, что соответствует допустимой дегазации нефти в промысловых условиях. Толщина слоя ВНЭ, стекающей по желобу 6 шириной $B = 600 \text{ мм}$, принимается равной $h_f = 50 \text{ мм}$. Скорость всплытия пузырьков газа в желобе 6 из объема ВНЭ, исходя из закона Стокса, составит

$$\vartheta_{вспл} = \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_{внз} - \rho_g)}{18 \cdot \mu_n} = \frac{(0,4 \cdot 10^{-3})^2 \cdot g \cdot (1094,4 - 1,23)}{18 \cdot 0,036} = 0,00265 \text{ м/с}$$

По результатам материального баланса расход ВНЭ через ТДФ составляет $Q = 300 \text{ м}^3/\text{сут}$. Поэтому ВНЭ стекает по желобу 6 со скоростью

$$\vartheta_{ж} = \frac{Q}{h_1 \cdot b} = \frac{300}{0,05 \cdot 0,6 \cdot 86400} = 0,116 \text{ м/с}$$

Время пребывания ВНЭ в пределах желоба, принятого длиной $L_1 = 6,4 \text{ м}$ составит

$$\tau_{пр} = \frac{L_1}{\vartheta_{ж}} = \frac{6,4}{0,116} = 55,2 \text{ с}$$

Время всплытия пузырьков газа диаметром $d = 0,4 \text{ мм}$ составляет

$$\tau_{вспл} = \frac{h_1}{\vartheta_{вспл}} = \frac{0,05}{0,00265} = 18,9 \text{ с}$$

Так как $\tau_{пр} > \tau_{вспл}$, процесс сепарации газа в ТДФ осуществится в пределах задания.

Кинетический расчет процесса предварительного обезвоживания нефти

Скорость осаждения капель воды диаметром $d_w = 0,4 \text{ мм}$, вычисленная по закону Стокса, составляет

$$\vartheta_{ос} = \frac{d^2 \cdot g \cdot (\rho_w - \rho_n)}{18 \cdot \mu_n} = \frac{(0,4 \cdot 10^{-3})^2 \cdot g \cdot (1120 - 882,3)}{18 \cdot 0,036} = 0,000576 \text{ м/с}$$

Время осаждения капель воды в слое обезвоживаемой нефти, если ее высоту принять, считая от зеркала, равной $h_f = 0,075 \text{ м}$, составляет

$$\tau_{ос} = \frac{h_f}{\vartheta_{ос}} = \frac{0,075}{0,000576} = 130,3 \text{ с}$$

Скорость отбора нефти через перелив толщиной $h_2 = 0,05 \text{ м}$, организованный над решеткой 8, равна

$$\vartheta_{от} = \frac{Q_n}{h_2 \cdot D} = \frac{32,63}{0,05 \cdot 1 \cdot 86400} = 0,00755 \text{ м/с}$$

Время прохождения нефти пути от решетки 7 до перегордки 8 составит

$$\tau_{пр} = \frac{L}{\vartheta_{от}} = \frac{19,2}{3 \cdot 0,00755} = 847,3 \text{ с}$$

Должно быть соблюдено условие $\vartheta_{от} \leq 500 \cdot \vartheta_{ос}$.

В данном случае

$$500 \cdot \vartheta_{ос} = 500 \cdot 0,000576 = 0,288 \text{ м/с}.$$

Так как $\tau_{пр} > \tau_{ос}$ и $\vartheta_{от} \leq 500 \cdot \vartheta_{ос}$ процесс предварительного обезвоживания нефти отвечает заданию.

Расчет кинетики отбора водной фазы

Водная фаза отбирается из ТДФ с максимально низкой скоростью. Это достигается отбором ее в карман 11 через пространство между торцом ТДФ, включающем указатель уровня 13, и крышкой 17, расстояние между которыми составляет не менее $S = 0,05 \text{ м}$. При этом ширина отборного пространства составляет $2/3 D$. Поэтому скорость отбора воды оказывается равной

$$\vartheta_{от}^в = \frac{Q_w}{S \cdot \frac{2}{3} D} = \frac{261,19}{0,05 \cdot \frac{2}{3} \cdot 1 \cdot 86400} = 0,01 \text{ м/с}$$

Из условия $\vartheta_{от} \leq 500 \cdot \vartheta_{вспл}$ найдем скорость всплытия наименьших размеров капель нефти будет равна $0,01/500 = 2 \cdot 10^{-5} \text{ м/с}$. Из закона Стокса можно определить, что с найденной скоростью всплывают капли нефти размером

$$d = \sqrt{\frac{\vartheta_{вспл} \cdot 18 \cdot \mu_n}{g \cdot (\rho_w - \rho_n)}} =$$

$$= \sqrt{\frac{2 \cdot 10^{-5} \cdot 18 \cdot 0,001}{9,81 \cdot (1120 - 882,3)}} = 0,012 \text{ мм}$$

Следовательно, при организации отбора воды в ТДФ со скоростью $0,01 \text{ м/с}$ в ее потоке будут уноситься капли нефти диаметром менее $0,012 \text{ мм}$. Примем зависимость между содержанием нефтепродуктов и диаметром капли нефти линейной (рис. 4), опытным путем установлено, что содержание нефтепродуктов в воде при диаметре капли $0,03 \text{ мм}$ будет равно $10-20 \text{ мг/дм}^3$.

По рис. 4 при диаметре капель нефти меньше $0,012 \text{ мм}$ содержание нефтепродуктов будет равно $4-9 \text{ мг/дм}^3$.

Итоги

По результатам научно-технического анализа предлагаемая технология с использованием ТДФ технологически обоснована для условий добычи высокообводненной нефти. Результатом внедрения данной технологии является снижение затрат на транспортировку и подготовку продукции, а также на ремонты трубопроводов.

Выводы

- Для достижения показателей качества воды согласно СТП для закачки в систему ППД (нефтепродукты – 28 мг/л , ТВЧ – 19 мг/л) принятые при проектировании характеристики ТДФ можно считать удовлетворительными.
- Потенциальная производительность установки на 74% превышает суммарную приемистость нагнетательных скважин Маячного месторождения, что определяет запас производительности для скважин планируемых к переводу в нагнетательный фонд.

Список литературы

- Патент РФ 2369425 Трубный делитель фаз. Заявлено 29.12.2007. Опубликовано 10.10.2009.
- Процессы и аппараты технологий сбора и подготовки нефти и газа на промыслах: учебное пособие. Под ред. В.И. Кудинова. М. – Ижевск: Регулярная и хаотичная динамика, Институт компьютерных исследований, 2013. 508 с.

Наименование компонента	Приход		Расход					
	м ³ /сут	т/сут	Предварительно обезвоженная нефть		Вода		Газ	
	м ³ /сут	т/сут	м ³ /сут	т/сут	м ³ /сут	т/сут	м ³ /сут	т/сут
ВНЭ	300	328,3	-	-	-	-	-	-
в том числе:								
нефть	32,63	28,79	32,618	28,78	0,012	0,0105	-	-
вода	267,63	299,75	6,45	5,76	261,18	292,5	-	-
газ	908,75	1,12	-	-	-	-	908,75	1,12
итого	1209	329,66	39,068	34,54		292,51	908,75	1,12

Таб. 4 – Сводная таблица расчета материального баланса

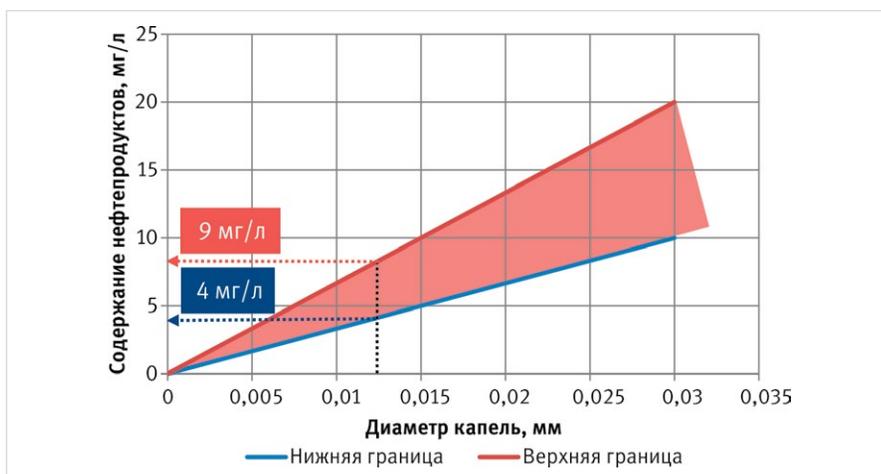


Рис. 4 – Зависимость концентрации нефти от диаметра капель нефти

Cluster technology of preparation and injection of produced water into the reservoir using a pipe phase divider

Authors:

Alexander V. Lekomtsev — Ph.D., associate professor; alex.lekomtsev@mail.ru

Pavel Yu. Ilyushin — Ph.D., associate professor; ilyushin-pavel@yandex.ru

David A. Shishkin — undergraduate; david-shishkin@yandex.ru

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

Abstract

The main parameter of the quality of the injected reservoir water, which has an impact on reducing injectivity of injection wells, is the concentration (content) of oil and solid particles (SP). In conditions of high load of well production preparation objects is not always possible to achieve these requirements. On Majachnye field of workshop oil and gas №5 there are certain problems. In addition, in the field there are well clusters, producing high water cut products. It increases the economic costs of transportation and preparation of oil emulsion. In this regard, the issues of improvement of produced water quality for injection, the reducing the load of in-field training facilities and the reduction of transportation costs and the destruction of oil

emulsion becomes more urgent. This paper presents a solution – Cluster technology of preparation and injection of produced water from wells into the reservoir using a pipe phase divider.

Materials and methods

Process data from the field, the published data, analysis.

Results

According to the results of scientific and technical analysis of the proposed technology with the use of pipe phase divider expedient and economically feasible. The result of the technology is to reduce transport costs and product preparation costs, as well as in the repair of pipelines.

Conclusions

1. In order to achieve water quality according to the enterprise standard for injection into the reservoir pressure maintenance system (oil content — 28 mg / l, solid content — 19 mg / l) taken in the design characteristics of the pipe phase divider can be considered satisfactory.
2. Potential 74% plant capacity exceeds the total intake capacity of injection wells of the Mayachniy field that determines the headroom for wells planned to be converted into injector wells.

Keywords

preliminary water discharge, reservoir pressure maintenance system, water injection

References

1. Patent 2369425 Russian Federation. *Trubnyy delitel' faz* [Pipe phase divider]. Declared 29.12.2007. Published 10.10.2009.

2. *Protsessy i apparaty tekhnologiy sbora i podgotovki nefi i gaza na promyslakh* [Processes and devices of technology acquisition and preparation of oil and

gas fields]. Textbook. Ed. by V.I. Kudinov. Moscow – Izhevsk: *Regulyarnaya i khaotichnaya dinamika, Institut komp'yuternykh issledovaniy*, 2013, 508 p.

18-я международная специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА

ресурсосбережение

14-16

марта

Казань
2017



420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
тел.: (843) 570-51-06, 570-51-11 (круглосуточно),
факс: 570-51-23

e-mail: expokazan@mail.ru,
kazanexpo@telebit.ru

12+

