



МЕХАНИЗИРОВАННАЯ
ДОБЫЧА

МИХАИЛ ИГНАТЬЕВ
«Нефтегазовая Вертикаль»
(по материалам конференции
«Механизированная Добыча '2011»)

ОСЛОЖНЯЮЩИЕСЯ ОСЛОЖНЕНИЯ



В этом номере «Вертикаль» продолжает делиться с читателем опытом прошедшей в конце апреля 8-й Международной практической конференции «Механизированная Добыча '2011». Представленный блок материалов посвящен новым технологиям и оборудованию для борьбы с наиболее распространенными осложнениями, возникающими при механизированной добыче нефти.

Для того чтобы «объять необъятное» и познакомить отраслевых специалистов со всеми интересными темами конференции, в блок публикаций включен целый ряд отдельных материалов. Так, читатель найдет статьи, посвященные новым разработкам погружных фильтров, опыту применения и новым компоновкам для ОРЭ, анализу областей эффективного применения УЭЦН с газосепаратором и без такового, новым материалам для труб, специально разработанным для осложненных условий эксплуатации, и даже инновационному способу «безводной» добычи нефти.

В обзоре же рассмотрены результаты испытаний сепараторов мехпримесей конкретных производителей, новые разработки штангового насосного оборудования для откачки нефти с повышенным газовым фактором и высоким содержанием мехпримесей, а также последние исследования в области водогазового воздействия на нефтяные пласты.

И, конечно, в каждом материале — концентрат живого обсуждения, дискуссий, вопросов и ответов.

Владимир Ивановский, профессор РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, и Альберт Сабиров, руководитель лаборатории скважинных насосных установок РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, представили доклад, посвященный испытаниям устройств для сепарации механических примесей. Работа проводилась совместно с ТНК-

ВР. Ряд компаний предоставили для испытаний свое оборудование для защиты скважинных насосных установок от попадания в них и вредного влияния механических примесей.

Среди причин отказов скважинных насосных установок механические примеси занимают порядка 54% (см. «Распределение причин отказов скважинных

насосных установок»), а вместе с отложениями солей — 65% (см. «Причины отказов УЭЦН на одном из месторождений Западной Сибири»).

За счет чего же происходит разрушение и какие механические примеси попадают в скважинные насосные установки? По результатам анализа нескольких скважинных насосных установок с ЭЦН были получены следующие результаты (см. «Вид и доля механических примесей. Результаты рентгенофазового анализа и оценка твердости минералов»): 47,3% кварца, 28% плагиоклаза, 21,6% калиевого полевого шпата, итого получается более 95% элементов, которые имеют твердость по шкале Мооса больше 5–7.

Оказывается, на забое той же самой скважины распределение мехпримесей немного другое. Кварца тут еще больше, плагиоклаза меньше, калиевого полевого шпата тоже достаточно много, но, как видно, разница в процентах довольно значительна.

«Изучив механические примеси в ЭЦН, мы увидели там, естественно, проппант (куда же без него после ГРП), металлическую стружку размерами в несколько мм (скорее всего, это облой из тех самых рабочих каналов, колес и направляющих аппаратов), камушки прокорродировавшего металла, размеры которых могут достигать почти 7 мм, и, что самое интересное, — гранит. Откуда в Западной Сибири в скважине гранит? Кто-то туда специально подсыпает, чтобы меньше работало оборудование? Или нашли какую-то жилу, может, потом и алмазы пойдут... Но раньше такого не было», — рассказывает В.Ивановский.

Сделав микрошлифы мехпримесей из ЭЦН и с забоя скважины, исследователи обнаружили большое количество элементов осколчатой формы. Именно поэтому применение систем фильтрации, систем защиты от попадания механических примесей в насос обязательно необходимо и там, где есть окатанные, круглые

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

ВИТАЛИЙ НИКОЛАЕВ, руководитель проекта ООО «РЕАМ-РТИ»:

Вопрос, касающийся краснодарских месторождений: как ведут себя десендеры на низких дебитах?

В.И.: Как видите, здесь дебиты от 25 до 50 кубов в сутки, достаточно крупный проппант плюс мелкий песок. Видно, что коэффициенты сепарации достаточно высокие, и они не сильно снижаются при дебитах до 50 м³ в сутки.

В.Н.: Как ведет себя десендер при запуске установки в работу, когда поток жидкости еще не сформировался?

В.И.: В этом случае никаких проблем не существует, потому что работа всех десендеров, в первую очередь, связана с тем, что идет поток жидкости. То есть, как только поток жидкости начинает нести механические примеси, начинает работать десендер.

ЮРИЙ БАРОВ, начальник ОРНО ИЦ ОАО «Татнефть»:

Вы проводили исследования сепараторов, но ведь есть конструкции насосов, которые позволяют пропускать через себя мехпримеси...

В.И.: Те насосы, которые поднимаются по причине отказов (клин, износ), показывают, что они не могут, к сожалению, пропускать мехпримеси. Да, есть насосы, которые могут работать с механическими примесями, в частности, диафрагменные. Но, во-первых, существует слишком небольшое количество таких насосов, а во-вторых, очень часто эти насосы имеют огромную стоимость. Стоимость сепараторов меньше на порядок, а иногда и в 20 раз.

Ю.Б.: У нас есть разработка ШГН, который пропускает через себя мехпримеси. Мы можем у вас смоделировать скважинные условия и провести исследования?

В.И.: Да, пожалуйста. В свое время я тоже в «Татнефти» внедрил насосы — мы спустили 18 таких насосов, которые совершенно спокойно пропускали через себя 4 г/литр мехпримесей. С удовольствием поработаем.

Вид и доля механических примесей Результаты рентгенофазового анализа и оценка твердости минералов

Таблица 1. Данные по образцу из насоса.

Минерал	Содержание в песчаной фракции, %	Твердость по шкале Мооса
Кварц	47,3	7
Плагиоклаз	28,0	6
Калиевый полевой шпат	21,6	6
Хлорит	1,3	2
Гидрослюда	1,3	2
Каолинит	0,5	1

Таблица 2. Данные по образцу с забоя скважины

Минерал	Содержание в песчаной фракции, %	Твердость по шкале Мооса
Кварц	54,9	7
Плагиоклаз	11,2	6
Калиевый полевой шпат	32,8	6
Хлорит	-	
Гидрослюда	0,8	2
Каолинит	0,3	1

включения. «Дело в том, что, попадая в насос, они тут же начинают превращаться в оскольчатые «резцы» и, соответственно, выводят из строя все оборудование», — поясняет В.Ивановский.

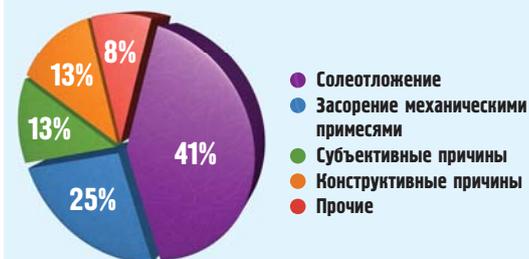
Испытания десендеров

Перед началом испытаний сепараторы были классифицированы по трем типам - системы

Распределение причин отказов скважинных насосных установок



Причины отказов УЭЦН на одном из месторождений Западной Сибири



гравитационного, инерционного и гидроциклонного типов (см. «Сепараторы механических примесей различных производителей»).

В РГУ нефти и газа был создан специальный стенд для определения эффективности десендеров — сепараторов мехпримесей. Для того чтобы понять, насколько хорош или плох каждый из видов испытанного оборудования, была применена система рейтинговых оценок, которая показала (см. «Рейтинговая таблица десендеров»), что наибольшим рейтингом — 10 единиц из 10 возможных — обладает система CAVINS (США). Очень близки к наивысшим показателям устройства сепарации песка штанговые, которые могут быть использованы в различных условиях эксплуатации.

«К сожалению, мы выявили несколько видов оборудования, которые имеют низкий рейтинг. Использовать их, конечно, можно, но тогда нужно решать, какое вместе с ними ставить дополнительное оборудование», — констатирует В.Ивановский.

Лучшими по коэффициенту сепарации крупных и мелких частиц являются сепараторы песка CAVINS (США), УСПШ.01-73, УСПШ.01-89, УСПШ.01-114 ООО «Нефтьспецтехника». Данные десендеры показали наибольшую стабильность работы во всем диапазоне исследований при работе с проппантом и мелким песком.

Незакрепленный выносимый проппант при дебитах до 50 м³/сут можно сепарировать с использованием сепаратора фирмы ООО «Алмаз», до 40 м³/сут — наиболее простыми и дешевыми сепараторами типа «труба в трубе».

Десендеры производства ПК «Борец» и ОАО «Элкам-Нефтемаш» могут использоваться в определенных диапазонах дебитов для улавливания определенных фракций проппанта и песка, однако не обладают высокой эффективностью в широких диапазонах применения.

Например, сепаратор песка СМГБ-50 производства ПК «Борец» показал высокие коэффициенты сепарации проппанта разных фракций в диапазоне дебитов от 25 до 90 м³/сут, но недостаточную эффективность сепарации мелких фракций песка.

В целом, сепараторы механических примесей могут принести нефтегазодобывающему предприятию значительный технологический и экономический эффект при правильном подборе к конкретным скважинным условиям.

«Нужно сказать, что к нам постоянно приезжали представители фирм-изготовителей и, честно говоря, не били нас, а наоборот, благодарили, потому что они увидели своими глазами, в каких случаях их оборудование лучше применять. И это будет гарантией от того, что их самих побьют нефтяники, когда будут использовать оборудование не в тех областях применения, которые будем рекомендовать мы, а теперь, соответственно, и те фирмы-изготовители, которые пользуются нашими услугами», — подводит итог В.Ивановский.

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

СЕРГЕЙ ПЕТРЕНКО, начальник отдела добычи ООО «НК «Роснефть» — НТЦ»:

Вы показали как новинку износостойкий ШГН. За счет чего он получился износостойким?

Э.Н.: Я не говорил, что он износостойкий. Для борьбы с выносом мехпримесей у нас применяются некоторые технологии, которые позволяют исключить их попадание в зазор между цилиндром и плунжером. В одном варианте используется насос с плунжером «пескобрей», заостренные кромки которого соскребают механические примеси со стенок цилиндра. Во втором варианте применяется такой же механизм, только реализуется он с помощью полиуретановых грязесъемных манжет, которые соскребают мехпримеси.

С.П.: *А есть ли какая-то сравнительная таблица, в которой можно было бы увидеть, в каких случаях эффективно применение этих манжет и вообще ШГН в качестве способа борьбы с мехпримесями? В Краснодаре большая проблема с мехпримесями. Мы будем и с фильтрами работать, и с износостойким оборудованием.*

Э.Н.: В России манжеты, к сожалению, редко внедряются. Такие манжеты очень широкое распространение получили на территории Казахстана, где актуальна проблема высокого пескопроявления. Поэтому все насосы, которые поставляются в республике, оборудуются именно грязесъемными манжетами, причем по 2–3 штуки мы их ставим на каждом насосе. У нас есть подборка данных по наработке таких насосов в Казахстане, из которой видны их преимущества и недостатки.

ЭДУАРД ТИМАШЕВ, начальник отдела ООО «СамараНИПИнефть»:

Ваши китайские коллеги предлагают на рынок ШГН с погружным электродвигателем, с рейкой. Есть ли у вас такие наработки?

Э.Н.: То есть, вы хотите избавиться от колонны штанг, в первую очередь. Такие мысли у нас появлялись, и мы даже начинали работы в этом направлении, но они не перешли даже в стадию разработки конструкторской документации.

Во-первых, такое оборудование получается дороже, а во-вторых, в нем очень сложный механизм редуцирования энергии кручения в возвратно-поступательное движение. Хотя, если потребности в таком оборудовании на рынке будут расти, мы можем продолжить начатые работы.

ШГН против газа и мехпримесей

О новых технологиях и штанговых глубинных насосах для добычи нефти с осложненными условиями эксплуатации рассказывал Эрик Наговицын, инженер департамента развития ООО «ТД «Элкам-нефтемаш».

Из новинок было представлено, прежде всего, насосное оборудование для откачки нефти с повышенным газовым фактором и с высоким содержанием механических примесей. Для откачки нефти с высоким содержанием газа были представлены три насоса: специальные двухступенчатые насосы 2СП57/Б32Д2 (см. «Двухступенчатый насос 2СП57/Б32Д2»), невставные насосы ННШГ (см.

«Насос ННШГ») и невставные насосы с наконечниками для стравливания газа ННБ. А для борьбы с механическими примесями — насосы с плунжерами «пескобрей» и насосы с грязесъемными манжетами на основе полиуретана.

«Все эти компоновки не новы, они известны в мире и давно описаны в специализированной литературе. Но поскольку совершенствуются конструкции, появляются новые технические решения, мы можем говорить о том, что это является новым оборудованием для добычи нефти с помощью УСШН», — отмечает Э.Наговицын.

Во всех трех насосах для борьбы с газовым фактором реализован принцип принудительного открывания клапанов для того, что-

ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

Вопрос: Оценивалось ли влияние дополнительного газа, вводимого в пласт, на работу механизированного фонда — насосов добывающих скважин? Газ в итоге придет к забоям добывающих скважин...

Н.Д.: То есть, будут ли прорывы газа?

Ремарка: И увеличение газового фактора самого по себе?

Н.Д.: Это естественно при смешанном воздействии водой и газом. Но, скорее всего, при водогазовом воздействии с помощью с насосно-эжекторных систем оно будет ниже, чем при закачке газа оторочками. При закачке оторочками газовый фактор растет значительно, и потом образуются прорывы газа. Нужно будет проводить дальнейшие исследования и смотреть, как будет расти газовый фактор и будут ли прорывы газа.

Ремарка: Прорывы будут обязательно...

Дроздов, аспирант РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. Рост интереса к применению технологии водогазового воздействия на нефтяные пласты с целью повышения нефтеотдачи связан с тем, что данное воздействие сочетает в себе положительные стороны таких технологий добычи нефти, как заводнение и закачка углеводородного газа в пласт.

Для оценки эффективности водогазового воздействия применительно к конкретному месторождению необходимо провести фильтрационные исследования на ядрах либо насыпных моделях, а затем спроектировать насосно-эжекторную систему для его реализации, основываясь на имеющейся системе ППД.

На существовавших ранее в РГУ нефти и газа стендах для фильтрационных исследований была недостаточна точность измерения перепада давления, и сами стенды были устаревшие.

«Поэтому мы создали абсолютно новый стенд по фильтрационным исследованиям пластовых кернов и насыпных моделей», — рассказывает Н.Дроздов. — Преимущество данного стенда заключается в том, что измерения в нем происходят с большей точностью. На стенде можно исследовать как высоковязкие, так и маловязкие нефти. Кроме того, можем как производить обычное заводнение, так и

Сепараторы механических примесей различных производителей

Гравитационного типа

ООО «Нефтеспецтехника» (Россия) УСПТ73, УСПТ89, УСПТ114
ОАО «АЛМАЗ» (Россия)

Инерционного типа

ООО «Элтам-Нефтемаш» (Россия) ПГ-3.000, ПГ-5.000
ООО «Нефтеспецтехника» (Россия) УСПШ.01-73, УСПШ.01-89, УСПШ.01-114
Cavins (США)

Гидроциклонный

ПК «Борец»(Россия) СМГБ-50, СМГБ-150

бы стравливать газ, и для того, чтобы не было такого эффекта, когда нагнетательные или всасывающие клапаны не могли бы открываться под действием газовой подушки, образующейся под клапанами.

Водогазовое воздействие

О новых исследованиях и разработках в области водогазового воздействия на нефтяные пласты сообщил Николай

Рейтинговая таблица десендеров

Десендер/ мех.примеси	16/20	20/40	30/60	100 Mesh	песок 0,1 мм	смесь	Общий рейтинг	МЕСТО
CAVINS	10	10	10	10	10	10	10,00	1
УСПШ.01-114	9,90	9,46	9,45	9,29	8,77	9,78	9,44	2
УСПШ.01-89	9,99	9,91	9,62	9,08	8,32	9,50	9,40	3
УСПШ.01-73	9,74	9,32	9,71	9,04	8,59	9,03	9,24	4
ПГ-3.000	10,00	9,97	9,87	6,95	3,14	8,65	8,10	5
СМГБ-50	8,26	7,12	9,55	3,44	3,20	8,16	6,62	6
СМГБ-150	6,78	6,33	5,70	5,16	5,90	7,64	6,25	7
ПГ-5.000	7,32	6,42	5,97	4,40	3,46	5,36	5,49	8
УСПТ89	5,81	4,80	3,87	3,25	2,77	5,73	4,37	9
УСПТ73	6,57	5,39	4,05	2,89	2,27	4,27	4,24	10
АЛМАЗ	6,03	4,98	4,11	2,46	1,17	4,28	3,84	11
УСПТ114	4,11	2,95	2,59	1,84	0,71	3,04	2,54	12

осуществлять водогазовое воздействие».

Результаты фильтрационных экспериментов по вытеснению на кернах и насыпных моделях различных месторождений показали значительный прирост коэффициента вытеснения нефти по сравнению с традиционным заводнением.

При внедрении водогазового воздействия на конкретном месторождении необходимо рассчитать параметры насосно-эжекторной системы, посредством которой реализуется ВГВ. Насосно-эжекторная технология обладает рядом преимуществ.

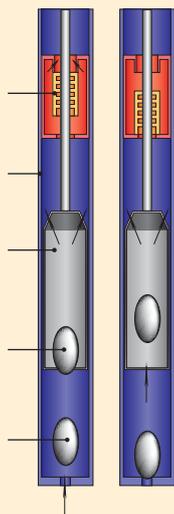
Водогазовое воздействие проводится без дорогостоящих и трудоемких в обслуживании КС высокого давления; при закачке водогазовой смеси насосно-эжекторной установкой требуется существенно меньшее давление нагнетания, чем при закачке газа компрессором; насосно-эжекторные системы просты, компактны и надежны; достигается в несколько раз большее давление нагнетания водогазовой смеси по сравнению с известными эжекторными технологиями; решается проблема утилизации попутного газа, сгорающего на факелах.

По мнению Н.Дроздова, разработка насосно-эжекторных систем является одним из наиболее перспективных направлений в создании техники и технологий для утилизации попутного газа.

«Такие установки намного дешевле компрессоров и бустеров, обладают приемлемыми значениями КПД. При этом путем водогазового воздействия увеличивается нефтеотдача, в том числе и для высоковязких нефтей», — отмечает Н.Дроздов.

Наиболее эффективные с точки зрения повышения коэффициента вытеснения высоковязких нефтей входные газосодержания лежат в диапазоне 13–25%, что значительно облегчает строительство линий подвода газа и практически исключает влияние газосодержания на приемистость нагнетательных скважин. 

Двухступенчатый насос 2СП57/Б32Д2



Назначение

Специальный насос 2СП57/Б32Д2-1 с дополнительным верхним дифференциальным клапаном предназначен для откачки скважинной жидкости с высоким содержанием газа.

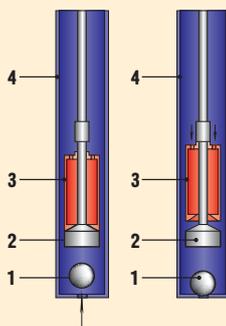
Принцип работы

Применение верхнего клапана позволяет отсечь от нагнетательного клапана гидростатический столб жидкости в НКТ. Поэтому при закрытом верхнем клапане и при ходе плунжера вниз нагнетательный клапан открыт и жидкость поступает в полость между верхним дифференциальным клапаном, а при ходе плунжера вверх происходит принудительное открытие верхнего клапана за счет трения о шток и закрытия нагнетательного клапана, и жидкость с газом уходит вверх в полость НКТ.

Характеристики

Параметры	2СП57/Б32Д2	2СП70/Б32Д2
Диаметр НКТ, мм	73	89
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146	146
Диаметр плунжера, мм	57	70
Длина хода плунжера, мм	До 3 500	До 3 500
Длина плунжера (не более), мм	1 200	1 200
Напор, м	1 200	1 000
Теоретическая подача (макс.) при числе качаний 10 в мин., куб. м / сут. и при длине хода плунжера 3 м	90	140
Габаритные размеры (не более), мм		
– наружный диаметр	89	102
– длина	5 000	5 000

Насос ННШГ



Назначение

Насос предназначен для подъема пластовой жидкости с повышенным содержанием газа.

Описание работы

Применение плунжера клапана позволяет при ходе вниз принудительно открыть тарельчатое уплотнение нагнетательного клапана независимо от наличия газа и сечения клапана, что дает возможность сбросить накопившийся газ из подплунжерного пространства.

Характеристики

Параметры	ННШГ
Диаметр НКТ, мм	73
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	146
Диаметр плунжера, мм	38,44,57
Длина хода плунжера, мм	До 3 500
Длина плунжера (не более), мм	1 800
Напор, м	2 000
Теоретическая подача (макс.) при числе качаний 10 в мин., куб. м / сут. и при длине хода плунжера 3 м	49,65,110

НЕФТЬ И ГАЗ
САХАЛИНА 2011



ВСЕМ ЧИТАТЕЛЯМ СКИДКА 10%*!
При регистрации укажите
код ORC18NGV

15 ЛЕТ!

ПРАВИТЕЛЬСТВО
САХАЛИНСКОЙ
ОБЛАСТИ

400+ ДЕЛЕГАТОВ В 2010 г.!

15-ая ЕЖЕГОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ САХАЛИНА 2011

«МИР ЗАВТРА»: РОЛЬ И ПОТЕНЦИАЛ САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ В ТРАНСФОРМИРУЮЩЕЙСЯ ГЛОБАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

27 - 29 сентября 2011, Сахинцентр, Южно-Сахалинск, Россия

СРЕДИ БОЛЕЕ 60 ДОКЛАДЧИКОВ:



Александр
Хорошавин
Губернатор
Сахалинской
Области



Сергей Донской
Заместитель
министра
Министерство
природных
ресурсов
и экологии РФ



Александр
Медведев
Заместитель
председателя
Правления
ОАО «Газпром»



Гленн Уоллер
Президент
ЭксонМобил
Раша Инк.



Чарльз Уотсон
Председатель
концерна
«Шелл» в России



Андрей Галаев
Главный
исполнительный
директор
«Сахалин Энерджи
Инвестмент
Компани Лтд.»



Джеймс
Тейлор
Президент
Эксон
Нефтегаз
Лимитед



Харуо Кумо
Генеральный
менеджер, департамент
русских проектов,
энергетика,
«Мицубиши Ко. Лтд.»



Юрий
Шамалов
Генеральный
директор
Газфлот



Рон Кохрейн
Вице-президент
по маркетингу газа
в России, Каспийском
регионе и СНГ, Шелл
Эксплорейшн энд
Продакшн Сервисес
(РФ) БВ



Сергей Дряблов
И.о. генерального
директора
РН Сахалинне-
фтегаз



Проф. А.К. Баян
Управляющий
директор, главный
исполнительный
директор
Петронет СПГ

ПОЧЕМУ ВЫ НЕ МОЖЕТЕ ПРОПУСТИТЬ КОНФЕРЕНЦИЮ



ЖИВОЙ РАЗГОВОР: СТРАТЕГИЧЕСКАЯ ДИСКУССИЯ «СЛОВО ЛИДЕРА». Гость – модератор Игорь Виттель, журналист, ведущий еженедельной программы «В фокусе», РБК ТВ

КЛЮЧЕВОЙ МОМЕНТ: ПОСЛЕДНИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТАХ от руководителей ведущих операторов проектов

НОВОЕ! «МИР ЗАВТРА»: АНАЛИТИЧЕСКАЯ ДИСКУССИЯ СТРАТЕГОВ И ЭКОНОМИСТОВ. Известные международные аналитики, ученые и стратеги обсудят Завтрашний День – Трансформацию мировой энергетической системы и ее влияние на нефтегазовые проекты Сахалина

НОВОЕ! СЕССИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ПРИМЕРОВ по техническим и операционным трудностям и решениям

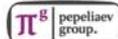
ПРАЗДНОВАНИЕ 15-ГО ЮБИЛЕЯ! Интересные социальные мероприятия и расширенные возможности делового сотрудничества

*скидка не действительна для лиц, уже зарегистрировавших своё участие в конференции и/или семинарах. Любая из скидок предоставляется только на момент регистрации и не может быть совмещена с другими предложениями по скидкам. Все скидки подлежат дополнительному рассмотрению при регистрации.

PREMIER PARTNER:



LEAD ASSOCIATE PARTNERS:



PLATINUM EXHIBITION PARTNERS:



GOLD EXHIBITION PARTNERS:

